República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NÚMERO 1073 DE

(26 MAY 2015

"Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía"

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En desarrollo de la facultad contenida en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y,

CONSIDERANDO

Que la producción normativa ocupa un espacio central en la implementación de políticas públicas, siendo el medio a través del cual se estructuran los instrumentos jurídicos que materializan en gran parte las decisiones del Estado.

Que la racionalización y simplificación del ordenamiento jurídico es una de las principales herramientas para asegurar la eficiencia económica y social del sistema legal y para afianzar la seguridad jurídica.

Que constituye una política pública gubernamental la simplificación y compilación orgánica del sistema nacional regulatorio.

Que la facultad reglamentaria incluye la posibilidad de compilar normas de la misma naturaleza.

Que por tratarse de un decreto compilatorio de normas reglamentarias preexistentes, las mismas no requieren de consulta previa alguna, dado que las normas fuente cumplieron al momento de su expedición con las regulaciones vigentes sobre la materia.

Que la tarea de compilar y racionalizar las normas de carácter reglamentario implica, en algunos casos, la simple actualización de la normativa compilada, para que se ajuste a la realidad institucional y a la normativa vigente, lo cual conlleva, en aspectos puntuales, el ejercicio formal de la facultad reglamentaria.

Que en virtud de sus características propias, el contenido material de este decreto guarda correspondencia con el de los decretos compilados; en consecuencia, no puede predicarse el decaimiento de las resoluciones, las circulares y demás actos

administrativos expedidos por distintas autoridades administrativas con fundamento en las facultades derivadas de los decretos compilados.

Que la compilación de que trata el presente decreto se contrae a la normatividad vigente al momento de su expedición, sin perjuicio de los efectos ultractivos de disposiciones derogadas a la fecha, de conformidad con el artículo 38 de la Ley 153 de 1887.

Que por cuanto este decreto constituye un ejercicio de compilación de reglamentaciones preexistentes, los considerandos de los decretos fuente se entienden incorporados a su texto, aunque no se transcriban, para lo cual en cada artículo se indica el origen del mismo.

Que las normas que integran el Libro 1 de este Decreto no tienen naturaleza reglamentaria, como quiera que se limitan a describir la estructura general administrativa del sector.

Que durante el trabajo compilatorio recogido en este Decreto, el Gobierno verificó que ninguna norma compilada hubiera sido objeto de declaración de nulidad o de suspensión provisional, acudiendo para ello a la información suministrada por la Relatoría y la Secretaría General del Consejo de Estado.

Que con el objetivo de compilar y racionalizar las normas de carácter reglamentario que rigen en el sector y contar con un instrumento jurídico único para el mismo, se hace necesario expedir el presente Decreto Reglamentario Único Sectorial.

Por lo anteriormente expuesto,

DECRETA

LIBRO 1.
ESTRUCTURA DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO

PARTE 1.
SECTOR CENTRAL

TÍTULO 1
CABEZA DEL SECTOR

ARTICULO 1.1.1.1 ***Ministerio de Minas y Energía.***

ARTICULO 1.1.1.1.1 ***Objetivo*** El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía.

(Decreto 381 de 2012, art.1°)

PARTE 2.
SECTOR DESCENTRALIZADO

TÍTULO 1.
ENTIDADES ADSCRITAS

ARTICULO 1.2.1.1 ***Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).***

ARTICULO 1.2.1.1.1 ***Objetivo*** La Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

(Decreto 4137 de 2011, art. 3°)

ARTICULO 1.2.1.1.3. ***Agencia Nacional de Minería (ANM).***

ARTICULO 1.2.1.1.3.1. ***Objeto.*** El objeto de la Agencia Nacional de Minería, ANM, es administrar integralmente los recursos minerales de propiedad del Estado, promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos mineros de conformidad con las normas pertinentes y en coordinación con las autoridades ambientales en los temas que lo requieran, lo mismo que hacer seguimiento a los títulos de propiedad privada del subsuelo cuando le sea delegada esta función por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con la ley.

(Decreto 4134 de 2011, art. 3°)

ARTÍCULO 1.2.1.1.4. ***Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG).***

ARTICULO 1.2.1.1.3.1.1 ***Objeto.*** La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, tiene por objeto regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Igualmente tiene por objeto expedir la regulación económica para las actividades de la cadena de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, en los términos y condiciones señalados en la Ley.
(Decreto 1260 de 2013, art. 2°)

ARTICULO 1.2.1.1.5. ***Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE).***

ARTICULO 1.2.1.1.5.1 ***Objeto.*** El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas, IPSE, tendrá por objeto identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades

energéticas de las Zonas no Interconectadas, ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 257 de 2004, art. 4°)

ARTICULO 1.2.1.1.6 ***Servicio Geológico Colombiano.***

ARTICULO 1.2.1.1.6.1 ***Objeto.*** Como consecuencia del cambio de naturaleza, el Servicio Geológico Colombiano tiene como objeto realizar la investigación científica básica y aplicada del potencial de recursos del subsuelo; adelantar el seguimiento y monitoreo de amenazas de origen geológico; administrar la información del subsuelo; garantizar la gestión segura de los materiales nucleares y radiactivos en el país; coordinar proyectos de investigación nuclear, con las limitaciones del artículo 81 de la Constitución Política, y el manejo y la utilización del reactor nuclear de la Nación.

(Decreto 4131 de 2011, art. 3°)

ARTICULO 1.2.1.1.7 ***Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).***

ARTICULO 1.2.1.1.7 ***Objeto***. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), tendrá por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.

(Decreto 1258 de 2013, art 3°)

TITULO 2
ENTIDADES VINCULADAS

ARTICULO 1.1.2 2.1. Ecopetrol S.A.

ARTICULO 1.1.2.2.2. Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA S.A E.S.P.

ARTICULO 1.1.2.2.3. Isagen S. A. E.S.P.

ARTICULO 1.1.2.2.4. Electrificadora del Huila S. A. E.S.P - Electrohuila S. A. E.S.P.

ARTICULO 1.1.2.2.5. Electrificadora del Caquetá S. A. E.S.P - Electrocaquetá S. A. E.S.P.

ARTICULO 1.1.2 2.6. Electrificadora del Meta S.A E.S.P - EMSA S. A. ESP

ARTICULO 1.1.2 2.7. Centrales Eléctricas del Cauca S. A. E.S.P - Cedelca S. A. ESP

ARTICULO 1.1.2 2.8. Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P. - Cedenar S. A. E.S.P

ARTICULO 1.1.2 2.9. Empresa Distribuidora del Pacífico S. A. E.S.P - DISPAC S. A. ESP

ARTICULO 1.1.2 2.10. Empresa Multipropósito Urrá S. A. E.S.P. - URRÁ S. A. E.S.P.

ARTICULO 1.1.2 2.11. Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S. A. E.S.P. - EEDAS S. A. ESP

ARTICULO 1.1.2 2.12. Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S. A. E.S.P - Gecelca S. A. E.S.P.

ARTICULO 1.1.2 2.13. Gestión Energética S. A. E.S.P. - Gensa S. A. ESP

ARTICULO 1.1.2 2.14. Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P. - EEASA ESP

ARTICULO 1.1.2 2.15. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Corelca S. A. E.S.P. en Liquidación.

LIBRO 2.
RÉGIMEN REGLAMENTARIO DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO

PARTE 1.
DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO 1.
OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

ARTICULO 2.1.1.1 ***Objeto.*** El objeto de este decreto es compilar la normatividad vigente expedida por el Gobierno Nacional mediante las facultades reglamentarias conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política al Presidente de la República para para la cumplida ejecución de las leyes.

ARTICULO 2.1.1.2 ***Ámbito de Aplicación.*** El presente decreto aplica a las entidades del sector Minero Energético y rige en todo el territorio nacional.

PARTE 2.
REGLAMENTACIONES

TÍTULO I.
DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

CAPÍTULO 1.
ACTIVIDADES

SECCIÓN 1
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1. ***Definición de yacimientos no convencionales.*** Para los efectos de la presente Sección se entenderá por yacimiento no convencional la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

Parágrafo. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

(Decreto 3004 de 2013, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.2. ***Competencia del Ministerio para reglamentar las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales.*** Dentro del término de seis (6) meses contados a partir del 26 de diciembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.

Parágrafo. Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía deberán ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

(Decreto 3004 de 2013, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.3. ***Notificaciones Organización Mundial del Comercio.*** Para efectos de la expedición de la reglamentación de que trata el artículo precedente, el Ministerio de Minas y Energía deberá adelantar previamente las notificaciones correspondientes a la Organización Mundial del Comercio (OMC), en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC).

(Decreto 3004 de 2013, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.4. ***Acuerdos operacionales e intervención del Ministerio de Minas y Energía***. El Ministerio de Minas y Energía, dentro del término de veinticuatro (24) meses contados a partir del 26 de diciembre de 2013, revisará y ajustará las normas que establecen el procedimiento, términos y condiciones que deberán observar los titulares mineros y los contratistas de hidrocarburos para llevar a cabo acuerdos operacionales ante la existencia de superposición parcial o total en las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables de manera concurrente, así como la intervención de la citada Entidad en estos eventos. En consecuencia, hasta tanto se expida la

normatividad pertinente continuarán siendo aplicables las disposiciones que regulan los mencionados procedimientos.

(Decreto 3004 de 2013, art. 4°, modificado por el Decreto 2638 art. 1°).

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.5. ***Estándares y normas para la Exploración y Explotación de los Yacimientos convencionales continentales y costa* afuera.** Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTCICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

(Decreto 1616 de 2014, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.6. ***Otras disposiciones aplicables a la exploración y explotación de yacimientos convencionales continentales y costa afuera.*** Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera se encuentran sujetas a las disposiciones relativas a la protección de los recursos naturales, del medioambiente, de salubridad y de seguridad industrial, así como el Convenio 174 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen.

(Decreto 1616 de 2014, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.7. ***Competencia del Ministerio para desarrollar y ajustar las actividades de exploración y explotación de yacimientos convencionales continentales y costa afuera.*** Dentro del término de doce (12) meses contados a partir del 28 de agosto de 2014, el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con sus competencias, revisará, ajustará y/o expedirá las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera (en aguas someras, profundas y ultraprofundas), deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

Parágrafo. Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía deberán ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

(Decreto 1616 de 2014, art.3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.8. ***Notificaciones a la Organización Mundial del Comercio.*** Para efectos de la expedición de la reglamentación de que trata el articulo precedente, el Ministerio de Minas y Energía deberá adelantar previamente las notificaciones correspondientes a la Organización Mundial del Comercio (OMC), en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC)

(Decreto 1616 de 2014, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.9. ***Usos del petróleo crudo y/o sus mezclas.*** A partir del primero de febrero de 2004 y con criterios de autoabastecimiento energético y de uso racional y eficiente de la energía, el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, solamente podrá ser utilizado para refinación.

Parágrafo 1°. Los refinadores comprarán el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, a precios de referencia internacional acordados entre las partes.

Parágrafo 2°. La restricción señalada en el presente artículo no aplica para crudos y/o mezclas de crudos con calidad igual o inferior a 14 grados API, excepto en lo relacionado con el contenido de azufre de que trata el Decreto Reglamentario Único del Sector Ambiente, sección "de las emisiones contaminantes", o la norma que lo aclare, modifique o derogue.

No obstante lo anterior, toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en la comercialización de dicho crudo y/o las mezclas que lo contengan, deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y cumplir respecto de su almacenamiento, manejo y distribución, las disposiciones contenidas en la sección "Distribución de combustibles " del presente Decreto, o las normas que los aclaren, modifiquen o deroguen.

La autorización mencionada en el inciso anterior deberá solicitarse a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, dentro de los dos (2) meses siguientes al 25 de enero de 2005 y debe contener tanto la información establecida en las normas reglamentarias, como la relacionada con la calidad, proceso de mezcla, procedencia y destino de los productos a comercializar.

El Ministerio de Minas y Energía revisará la documentación presentada, inspeccionará las instalaciones y se pronunciará dentro de los treinta (30) días siguientes al recibo de la solicitud. En caso de que dicho Ministerio formule observaciones relacionadas con:

i) Adecuación de las instalaciones a lo exigido en las normas técnicas;

ii) Incumplimiento a lo establecido en los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) del respectivo municipio;

iii) Incumplimiento de distancias de seguridad con respecto a sitios de alta densidad poblacional; el interesado deberá ejecutar las obras necesarias tendientes a la adecuación de las instalaciones o al traslado de las mismas, según corresponda. En ningún caso, el cronograma de actividades necesarias para la terminación de las obras o traslado de las instalaciones podrá ser superior a doce (12) meses, contados a partir del 25 de enero de 2005.

Los interesados que dentro de los dos (2) meses señalados en el inciso tercero del presente parágrafo soliciten la autorización, podrán continuar desarrollando sus actividades por el término de doce (12) meses contados a partir del 25 de enero de 2005, observando las medidas de seguridad y calidad que amerita la comercialización del producto, al igual que las disposiciones establecidas respecto

del suministro y porte de la guía única de transporte de que habla el parágrafo 3° del presente artículo.

Quienes dentro de los términos previstos en el presente artículo no tramiten la autorización respectiva ante la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o no culminen las obras de adecuación o el traslado de las instalaciones exigidas, deberán suspender inmediatamente sus actividades hasta tanto obtengan la respectiva autorización.

Las personas que infrinjan el presente decreto y las demás normas sobre el funcionamiento del servicio público de distribución, transporte y almacenamiento de crudo de calidad igual o inferior a 14 grados API y/o las mezclas que los contengan, estarán sujetos a la imposición, por parte del Ministerio de Minas y Energía, de las siguientes sanciones de conformidad con la naturaleza, efectos, modalidades y gravedad del hecho: Amonestación, multa, suspensión del servicio y cancelación de la autorización, de acuerdo con lo establecido en la sección ¨Sanciones¨ del presente Título o en las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen

Parágrafo 3°. Las personas naturales o jurídicas que produzcan y/o comercialicen crudo de calidad igual o inferior a 14 grados API y/o las mezclas que lo contengan deberán entregar diligenciada la guía única de transporte en los términos establecidos en el Presente Decreto, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen, al transportador y por intermedio de éste al distribuidor mayorista o al usuario final, según corresponda, al momento de la entrega del producto.

Una vez vencidos los plazos y/o condiciones señalados en el parágrafo 2° del presente artículo, solo podrán entregar la guía única de transporte aquellos agentes debidamente habilitados para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos

(Decreto 3683 de 2003, art. 23, parágrafos 2 y 3 modificados por el Decreto 139 de 2005, arts. 1° y 2° respectivamente.)

SUBSECCIÓN 1.1
VALORACIÓN Y CONTABILIZACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.1. ***Definiciones.*** Para efectos de lo dispuesto en la presente subsección, se adoptarán las siguientes definiciones:

Razonable certeza: Cuando mediante el uso de procedimientos determinísticos o probabilísticos, existe un alto grado de certidumbre o al menos un 90% de probabilidad de recuperación de los volúmenes estimados.

Reservas de hidrocarburos: Reservas de crudo y gas que incluyen tanto los volúmenes de reservas probadas como las reservas no probadas.

Reservas probadas: Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estiman, con razonable certeza, podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde

acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad.

Reservas probadas desarrolladas: Volúmenes a recuperar a partir de pozos, facilidades de producción y métodos operacionales existentes.

Reservas probadas no desarrolladas: Volúmenes que se espera recuperar a partir de nuevos pozos en áreas no perforadas, por la profundización de pozos existentes hacia yacimientos diferentes, o como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías.

Reservas no probadas: Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.

WTI: Mezcla de crudos producidos en los estados de Texas, Oklahoma y Nuevo México –Estados Unidos– conocida con el nombre de WTI, o West Texas Intermediate, y utilizada en el mercado internacional del petróleo como un crudo de referencia.

(Decreto 727 de 2007, art. 1)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.2. ***Registro de las reservas en el balance de la Nación.*** El valor de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación deberá revelarse en el Balance General de la Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, tomando como método de valoración el definido en el artículo siguiente.

(Decreto 727 de 2007, art. 2)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.3. ***Método de valoración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.*** El valor presente neto de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación será igual al valor presente de las regalías y las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos previstas en los contratos correspondientes. Para este efecto, el Ministerio de Minas y Energía seguirá el siguiente procedimiento:

1. Se tendrá en cuenta para el cálculo, las reservas probadas del país;

2. Se calculará el valor presente de las regalías y las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con base en el pronóstico de producción de cada campo, de conformidad con las normas legales y contractuales aplicables a cada caso, los precios proyectados de regalías y participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, según corresponda.

3. El precio unitario de las regalías y de las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos previstas en los contratos

correspondientes, se calculará al finalizar cada año con base en el pronóstico de cada campo y de acuerdo con las proyecciones de los precios de mercado y los ajustes a que haya lugar. Dichos precios serán calculados por el Ministerio de Minas y Energía y serán la base para la valoración de las reservas durante el año siguiente;

4. La tasa de descuento a utilizar será establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público;

5. Los flujos se proyectarán en dólares de los Estados Unidos de América.

Parágrafo transitorio. Para el año 2007, ECOPETROL S.A. suministrará al Ministerio de Minas y Energía, dentro los 15 días siguientes al 7 de marzo de 2007, el volumen de las reservas de las cuales son titulares de los derechos de producción dicha entidad y sus socios. Adicionalmente, ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces realizará el cálculo del valor presente de dichas reservas y de aquellas en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH de acuerdo con la información que ésta suministre, aplicando la metodología establecida en la presente subsección.

Parágrafo transitorio número 2°. Para el año 2008, ECOPETROL S. A. o quien haga sus veces suministrará al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los veinte (20) días siguientes al 30 de julio de 2008, el volumen de las reservas de las cuales son titulares de los derechos de producción dicha entidad y sus socios. En el mismo término, ECOPETROL S. A. o quien haga sus veces realizará el cálculo del valor presente de dichas reservas y de aquellas en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, de acuerdo con la información que esta suministre, aplicando la metodología establecida en la presente subsección.

(Decreto 727 de 2007, art. 3, parágrafo transitorio numero 2° adicionado por el Decreto 2767 de 2008, art 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.4. ***Envío de información al Ministerio de Minas y Energía.*** Envío de información al Ministerio de Minas y Energía. A partir del año 2009, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los ciento veinte (120) días calendario posteriores al inicio de cada año, la información correspondiente a los volúmenes de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y el pronóstico de producción por cada campo, con el fin de que el Ministerio de Minas y Energía calcule y registre el valor de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Parágrafo 1. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, como administrador integral de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, reglamentará la forma, contenido, plazos, métodos de valoración, etc. en que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos presentes en el país, deberán suministrarle la información correspondiente a las reservas de hidrocarburos del país.

Parágrafo 2. En el evento que el la función de control de la producción de hidrocarburos sea asignada a otra entidad, ésta deberá enviarle mensualmente al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los veinticinco (25) días hábiles siguientes a la terminación de un mes calendario, la información correspondiente a

los volúmenes producidos de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

(Decreto 727 de 2007, art. 4, inciso primero modificado por el Decreto 2767 de 2008, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.5. ***Registro de los derechos de explotación o producción de hidrocarburos de ECOPETROL S.A.*** ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces registrará el valor de los derechos de explotación o producción de hidrocarburos de los que dicha empresa era titular a la fecha de entrada en vigencia del Decreto 1760 de 2003, de las áreas correspondientes a contratos que ella hubiere celebrado o celebre con posterioridad a esta última fecha y los derechos de explotación y producción de hidrocarburos que se obtengan o le sean otorgados con posterioridad a la vigencia del Decreto 1760 de 2003. El valor de los derechos de explotación o producción se valorará de conformidad con los criterios internacionales empleados en el sector de hidrocarburos y se registrarán de acuerdo con las normas y prácticas de contabilidad que le sean aplicables.

(Decreto 727 de 2007, art. 5)

ARTÍCULO 2.2.1.1.1.1.1.6. ***Reglamentación contable.*** De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 143 de 2004, el Contador General de la Nación determinará el tratamiento contable a aplicar, en concordancia y desarrollo de la presente subsección.

(Decreto 727 de 2007, art. 6)

SECCIÓN 2
DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES

SUBSECCIÓN 2.1
GENERALIDADES

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,1.1. ***Objeto.*** Esta sección tiene por objeto establecer los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto GLP, señalados en el artículo 61 de la Ley 812 de 2003, con el fin de resguardar a las personas, los bienes y preservar el medio ambiente.

Parágrafo 1°. La refinación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo son considerados servicios públicos que se prestarán conforme a la ley, el presente decreto y demás disposiciones que reglamenten la materia.

Parágrafo 2°. Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo regulado por el presente decreto, enunciado en el artículo 61 de la Ley 812 de 2003, prestarán el servicio en forma regular, adecuada y eficiente, de acuerdo con las características propias de este servicio público.

(Decreto 4299 de 2005, art 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,1.2. ***Campo de aplicación.*** La presente sección se aplicará a los siguientes agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto GLP: refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y gran consumidor.

(Decreto 4299 de 2005, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,1.3. ***Autoridad de regulación control y vigilancia.*** Corresponde al Ministerio de Minas y Energía de conformidad con las normas vigentes, la regulación, control y vigilancia de las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo, sin perjuicio de las competencias atribuidas o delegadas a otras autoridades.

Corresponde a la CREG regular las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 3, modificado por el Decreto-Ley 4130 de 2010, art. 3° numeral 5°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,1.4. ***Definiciones aplicables a la distribución de combustibles liquidos derivados del Petróleo.*** Para efectos de la aplicación e interpretación de la presente sección y sus subsecciones se consideran las siguientes definiciones:

ACPM: Para los efectos de la presente sección, el ACPM o diesel marino corresponde a una mezcla de hidrocarburos entre diez y veintiocho átomos de carbono que se utiliza como combustible de motores diesel y se obtiene por destilación directa del petróleo. Las propiedades de este combustible deberán ajustarse a las especificaciones establecidas en la Resolución 0068 del 18 de enero de 2001 de los Ministerios del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y Minas y Energía y las disposiciones que la modifiquen o deroguen.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Aeropuertos del Golfo de México: Son los aeropuertos de Miami y Ft. Lauderdale, ubicados en La Florida-Estados Unidos.

(Decreto 2166 de 2006, art. 1°)

Aeropuertos del área: Son los aeropuertos de las ciudades de Quito (Ecuador), Lima (Perú) y Panamá (Panamá).

(Decreto 2166 de 2006, art. 1°)

Alcohol carburante: La definición establecida en la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003, modificada por la Resolución 18 1069 del 18 de agosto de 2005, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la cual se transcribe: "Compuesto orgánico líquido, de naturaleza diferente a los hidrocarburos, que tiene en su molécula un grupo hidroxilo (OH) enlazado a un átomo de carbono. Para efectos de esta

resolución se entiende como alcohol carburante al Etanol Anhidro combustible desnaturalizado obtenido a partir de la biomasa".

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Almacenador: Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, en los términos de los Artículos 2.2.1.1.2.2.3.81 y 2.2.1.1.2.2.3.82 del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

***Almacenamiento comercial*:** Es el volumen necesario para el adecuado manejo de los combustibles líquidos derivados del petróleo por parte del distribuidor mayorista, en los términos de los Artículos 2.2.1.1.2.2.3.95 y 2.2.1.1.2.2.3.96 del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

***Ampliación de instalaciones y/o servicios*:** Se refiere al aumento en cantidad, área y/o capacidad de islas, tanques, productos, tuberías, accesorios, y/o construcciones, como también al incremento de servicios adicionales a los autorizados inicialmente.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Áreas críticas: Aquellas que por su naturaleza, ubicación y manejo de determinados productos, representan un mayor riesgo de ocurrencia de siniestro, tales como islas de abastecimiento de combustibles, ubicación de tanques de almacenamiento de éstos, puntos de desfogue y acumulación de gases y áreas en las que se generen potenciales riesgos.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

***Barril*:** Volumen de cuarenta y dos (42) galones americanos o ciento cincuenta y ocho punto nueve (158.9) litros.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°; subrogado por el Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

***Buque o nave*:** La definición establecida en la Ley 658 de 2001, la cual se transcribe: "Toda construcción principal o independiente, idónea para la navegación y destinada a ella, cualquiera que sea su sistema de propulsión"

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

***Cambiadero de aceites*:** Establecimiento de comercio dedicado principalmente a la lubricación de automotores. Además, puede prestar servicios menores de mantenimiento automotriz.

(Decreto 283 de 1990, Art. 3°)

Certificación: Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1471 de 2014, art. 7° numeral 13°)

Certificado de conformidad: Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1471 de 2014, art. 7° numeral 15°)

Combustibles básicos: La definición establecida en la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la cual se transcribe: "Son mezclas de hidrocarburos derivados del petróleo que han sido diseñadas como combustibles de motores de combustión interna, ya sean solas o en mezcla con componentes oxigenantes, para reformular combustibles con mejores características de combustión. Para efectos del presente Decreto se entienden como combustibles básicos la gasolina corriente, la gasolina extra, el diésel corriente y el diésel extra o de bajo azufre".

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Combustibles líquidos derivados de petróleo: Son todos los productos clasificables dentro de las categorías de las gasolinas, gasóleos, querosenes y fuelóleos, entre los cuales se cuentan: Combustibles para aviación (avigás), gasolina motor (gasolina extra, gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, gasolina extraoxigenada), combustibles de aviación para motores tipo turbina, queroseno, diésel extra o de bajo azufre, diésel corriente (ACPM), diésel marino (se conoce también con los siguientes nombres: diésel fluvial, marine diésel, gas oil, intersol, diésel número 2), y combustible para quemadores industriales (combustóleosfuel oil).

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Combustibles oxigenados: La definición establecida en la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la cual se transcribe: "Son mezclas de combustibles básicos derivados del petróleo con alcoholes carburantes en una proporción reglamentada. Sus especificaciones de calidad técnica y ambiental son reglamentadas por los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, según sus competencias. Para los efectos de este Decreto entiéndase "gasolina corriente oxigenada" y "gasolina extra oxigenada".

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Comercializador industrial: Es el distribuidor minorista que utilizando vehículos tipo carrocería tanque o barcazas habilitadas para almacenar y distribuir

combustibles líquidos derivados del petróleo, en los términos previstos en los artículos 2.2.1.1.2.2.3.90 a 2.2.21.1.2.2.3.92 del presente decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 2°).

Componentes oxigenantes: La definición establecida en la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la cual se transcribe: "Son alcoholes carburantes derivados de la biomasa, los cuales mezclados con combustibles básicos mejoran las características antidetonantes en el caso de las gasolinas y reducen las emisiones contaminantes generadas en la combustión en los motores".

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Detector: Sustancia o equipo que permite detectar la presencia y/o concentración del "Marcador" en el combustible.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Detección: Proceso mediante el cual se usa el "Detector" para comprobar si el combustible tiene o no "Marcador". El resultado es comparado después con un patrón que permite garantizar la procedencia del combustible.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Diagnosticentro o serviteca: Establecimiento dedicado al mantenimiento preventivo de vehículos. Generalmente ofrece servicio de diagnóstico sobre funcionamiento del motor, sistemas de dirección y eléctrico; cambio, reparación y venta de llantas y demás servicios afines.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

Distribuidor mayorista: Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento conforme a lo señalado en el Artículo 2.2.1.1.2.2.3.83 y siguientes del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 2°)

Distribuidor minorista. Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, a través de una estación de servicio o como comercializador Industrial, en los términos del artículo 2.2.1.1.2.2.3.90. y siguientes del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 2°)

Ebullición Desbordante: Fenómeno presentado en el incendio de ciertos aceites en un tanque abierto, cuando después de arder por cierto tiempo, hay un repentino aumento en la intensidad del fuego, asociado con la expulsión de aceite incendiado fuera del tanque. Este fenómeno se presenta en la mayoría de los petróleos crudos, combustibles líquidos de amplio intervalo de ebullición como el

combustible (Fuel Oil número 6) y cuando en el fondo del tanque se acumula agua que se vaporiza repentinamente.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

Estación de servicio: Establecimiento en el cual se almacenan y distribuyen al consumidor final los combustibles líquidos derivados del petróleo. Dependiendo del tipo de combustibles que distribuyan las estaciones de servicio se clasifican en:

i) Estación de servicio de aviación;

ii) Estación de servicio automotriz;

iii) Estación de servicio fluvial, y

iv) Estación de servicio marítima.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Estación de servicio de aviación: Establecimiento en donde se almacenan y distribuyen combustibles líquidos derivados del petróleo, destinados exclusivamente para aviación.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Estación de servicio automotriz: Establecimiento en el cual se almacenan y distribuyen combustibles básicos utilizados para vehículos automotores, los cuales se entregan a partir de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques de combustible.

Dichos establecimientos pueden incluir facilidades para prestar uno o varios de los siguientes servicios: lubricación, lavado general y/o de motor, cambio y reparación de llantas, alineación y balanceo, servicio de diagnóstico, trabajos menores de mantenimiento automotor, venta de llantas, neumáticos, lubricantes, baterías y accesorios y demás servicios afines.

En las estaciones de servicio automotriz también podrá operar venta de GLP en cilindros portátiles, con destino al servicio público domiciliario, caso en el cual se sujetarán a la reglamentación específica que establezca el Ministerio de Minas y Energía. Asimismo podrán funcionar minimercados, tiendas de comidas rápidas, cajeros automáticos, tiendas de vídeos y otros servicios afines a estos, siempre y cuando se obtengan de las autoridades competentes las autorizaciones correspondientes y se cumplan todas las normas de seguridad para cada uno de los servicios ofrecidos.

Las estaciones de servicio también podrán disponer de instalaciones y equipos para la distribución de gas natural comprimido (GNC) para vehículos automotores, caso en el cual se sujetarán a la reglamentación expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Estación de servicio fluvial: Establecimiento en el cual se almacenan y distribuyen los combustibles líquidos derivados del petróleo, a partir de equipos (surtidores), que cuenta con tanques de almacenamiento instalados en barcazas flotantes no autopropulsadas y ancladas o aseguradas en un lugar fijo, que llenan directamente los tanques de combustible.

(Decreto 4299 de 2005, art.4°, modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 2°)

Estación de servicio marítima: Establecimiento en donde se almacenan y distribuyen combustibles líquidos derivados del petróleo destinados exclusivamente para buques o naves.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Estación de servicio privada: Establecimiento perteneciente a una empresa o institución, destinada exclusivamente al suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo para sus vehículos, aeronaves, barcos y/o naves.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4° adicionado por el Decreto 1717 de 2008, art. 1°)

Estación de servicio pública: Establecimiento destinado al suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo, servicios y venta de productos al público en general, según la clase del servicio que preste.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, adicionado por el Decreto 1717 de 2008, art. 1°)

Evaluación de la conformidad: Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione

(Decreto 1471 de 2014 art. 7°)

Gasolina Motor o Gasolina: Para los efectos del presente Decreto la gasolina es una mezcla compleja de hidrocarburos entre tres y doce átomos de carbono formada por fracciones combustibles provenientes de diferentes procesos de refinación del petróleo tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica, ruptura térmica, alquilación, polimerización, reformado catalítico, etc. Las propiedades de este combustible deberán ajustarse a las especificaciones establecidas en la Resolución 0068 del 18 de enero de 2001 de los Ministerios de Medio Ambiente y desarrollo sostenible y Minas y Energía y las disposiciones que la modifiquen o deroguen.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Gran consumidor: Persona natural o jurídica que, por cada instalación, consume en promedio anual más de 20.000 galones mes de combustibles líquidos derivados del petróleo para uso propio y exclusivo en sus actividades, en los términos establecidos en los artículos 2.2.1.1.2.2.3.93. y 2.2.1.1.2.2.3.94 del presente decreto, y puede ser: *i)* gran consumidor con instalación fija, *ii)* gran consumidor temporal con instalación y *iii)* gran consumidor sin instalación.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 2°)

Gran consumidor con instalación fija: Es aquel gran consumidor que cuenta con instalaciones que permiten descargar, almacenar y despachar combustibles líquidos derivados del petróleo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, adicionada por el Decreto 1333 de 2007, art. 1°)

Gran Consumidor Individual No Intermediario de ACPM: Únicamente para efectos de aplicar el artículo 14 de la Ley 681 de 2001, se considera Gran Consumidor Individual No Intermediario de ACPM aquel que tiene un consumo propio de ACPM, nacional o importado, igual o superior a diez mil (10.000) barriles mensuales. Los Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros y las empresas generadoras de energía ubicadas en las Zonas Interconectadas del Territorio Nacional serán considerados como Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de ACPM, independientemente de su consumo.

Para efectos del presente decreto se entiende como ACPM, el definido por el artículo 2° de la Ley 681 de 2001, y por consumo propio, el utilizado en las actividades relacionadas con su objeto social principal.

Parágrafo 1°. Se exceptúa el ACPM consumido por el servicio público de generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas del Territorio Nacional.

Parágrafo 2°. En el caso de los sistemas de transporte masivo, el combustible se cobrará en forma proporcional a las diferentes empresas operadoras que participen en el mismo y sobre los volúmenes consumidos por cada una de ellas en los buses que hacen parte de su operación.

ECOPETROL S. A. o quien haga sus veces, previo visto bueno del Ministerio de Minas y Energía -Dirección de Hidrocarburos-, definirá los procedimientos generales de cobro sobre el particular".

(Decreto 2988 de 2003, art. 1° modificado por el Decreto 4483 de 2006, art. 1° modificado por la Ley 1430 de 2010).

Gran consumidor temporal con instalación: Es aquel gran consumidor que cuenta con instalaciones que permiten descargar, almacenar y despachar combustibles líquidos derivados del petróleo y que para el desarrollo de su actividad, como la ejecución de obras de infraestructura, servicios petroleros, exploración y explotación petrolera y minera y actividades agroindustriales, requiera el consumo de combustibles en un periodo que no exceda de un año.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 2°)

Gran consumidor sin instalación: Es aquel gran consumidor que consume combustibles para uso propio y exclusivo en sus aeronaves, buques o naves.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°, adicionado por el Decreto 1333 de 2007, art. 1°)

Importador: Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de importación de combustibles líquidos derivados del petróleo, conforme a lo establecido en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.77. y siguientes del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Isla de surtidor para combustibles líquidos derivados del petróleo: Es la base o soporte de material resistente y no inflamable, generalmente concreto, sobre la cual van instalados los surtidores o bombas de expendio, construida con una altura mínima de veinte (20) centímetros sobre el nivel del piso y un ancho no menor de un metro con veinte centímetros (1.20 m).

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Isla de surtidor para gas natural comprimido (G.N.C.): Sector sobreelevado y adecuadamente protegido del patio de maniobras, sobre el que no se admitirá la circulación vehicular. En ésta se ubicará el surtidor de despacho de G.N.C., sus válvulas de bloqueo y, de resultar necesario, las columnas de soporte de surtidores y canopys.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Líquido Inflamable: Un líquido que tiene un punto de inflamación inferior a 100 °F (37.8 °C) y una presión de vapor absoluta máxima, a 100 °F (37.8 °C), de 2.82 Kg/cm2 (2068 mm Hg). Estos líquidos son definidos por la NFPA como clase IA, IB y IC de acuerdo con sus puntos de inflamación y ebullición.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°, subrogado por el Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Líquido combustible: Líquido que tiene un punto de inflamación igual o superior de 100°F (37.8°C). Estos líquidos son definidos por la NFPA como Clase II, IIIA y IIIB de acuerdo con su punto de inflamación.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°, subrogado por el Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Mantenimiento: Actividades tendientes a lograr el adecuado funcionamiento de equipos, elementos, accesorios, maquinarias, etc., con el fin de garantizar una eficaz y eficiente prestación del servicio al usuario.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Marcación: Proceso mediante el cual se agrega al combustible una sustancia química denominada "Marcador", la cual no afecta ninguna de sus propiedades, físicas, químicas ni visuales, ni ninguna de sus especificaciones.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Marcador: Sustancia química que permite obtener información sobre la procedencia del combustible.

La aplicación de marcadores en los combustibles puede ser utilizada para propósitos de diferenciar calidades, mezclas, combustibles, extraídos ilícitamente

de los poliductos y para controlar evasión de impuestos y adulteración de combustibles, entre otros.

(Decreto 1503 de 2002, art. 1°)

Modificación de instalaciones: Se refiere al cambio de ubicación de islas, tanques y/o edificaciones localizadas en la estación de servicio.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Organismo de acreditación: Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione

(Decreto 1471 de 2014, art. 7°)

Organismo de certificación: La definición establecida en el Decreto 2269 del 16 de septiembre de 1993 o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la cual se transcribe: "Entidad imparcial, pública o privada, nacional, extranjera o internacional, que posee la competencia y la confiabilidad necesarias para administrar un sistema de certificación, consultando los intereses generales".

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Otras definiciones: Siempre y cuando no contradigan lo consagrado en el presente Decreto, se tendrán en cuenta las definiciones establecidas en la Resolución 80582 del 8 de abril de 1996 o en aquellas normas que las aclaren, modifiquen o deroguen.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2)

Petróleo Crudo: Mezclas de hidrocarburos que tienen un punto de inflamación por debajo de 150° F (65.6° C) y que no han sido procesados en una refinería.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°, subrogado por el Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Planta de abastecimiento: Son las instalaciones físicas, construidas y operadas en tierra, necesarias para almacenar, manejar y despachar al por mayor combustibles líquidos derivados del petróleo a la(s) planta(s) de otro(s) distribuidor(es) mayorista(s), a distribuidores minoristas o al gran consumidor.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Precio de referencia de la gasolina de aviación A1 en Colombia: Es el promedio de los precios ponderados por volumen de venta de combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet A1) para los siete aeropuertos con mayor consumo de este combustible en el país.

Para determinar el precio de venta se tendrán en cuenta el Ingreso al Productor y la tarifa de transporte por poliductos.

(Decreto 2166 de 2006, art. 1°)

Precio de referencia de la gasolina de aviación Jet A1 Internacional: Es el precio promedio del combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet Al) en ala de avión de los Aeropuertos del Área y del Golfo de México, en el cual se tendrán en cuenta el precio al productor y otros cargos al combustible en cada aeropuerto (intoplane fee, Fletes, seguros, transporte, o similares) y sin incluir los márgenes de intermediación, de truputh o de manejo de inventarios.

(Decreto 2166 de 2006, art. 1°)

Protección a áreas expuestas: Son las medidas de seguridad contra incendio para las instalaciones y bienes situados en áreas adyacentes a plantas de abasto. Se acepta que existe la protección contra incendio para estas instalaciones o áreas cuando están:

1. Ubicadas dentro de la jurisdicción de un cuerpo de bomberos oficial o voluntario, debidamente equipado;

2. Contiguas a plantas que tengan brigadas privadas contra incendio capaces de proporcionar chorros de agua para enfriar las instalaciones o áreas expuestas;

3. Cuando la instalación expuesta tiene capacidad suficiente de equipos y agua a presión para garantizar esta protección.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

Puerto: Conjunto de elementos físicos que incluyen obra, canales de acceso, instalaciones y servicios que permiten aprovechar un área frente a la costa o ribera de un río en condiciones favorables para la realización de operaciones de cargue y descargue de toda clase de buques, intercambio de mercancias entre tráfico terrestre, marítimo y/o fluvial. Dentro del puerto quedan los terminales portuarios, muelles o embarcaderos.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Punto de Inflamación: La temperatura mínima a la cual un líquido despide vapor en concentración suficiente, para formar una mezcla inflamable con aire, cerca de la superficie del líquido dentro del recipiente que lo contiene.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°, subrogado por el Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Refinador: Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo, en los términos del artículo 2.2.1.1.2.2.3.75. y siguientes del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

Sistemas de protección contra incendio: Son aquellas medidas de seguridad, materiales, accesorios y equipos, suficientes para prevenir o atender un siniestro.

Estableciendo un plan de acción, se indicará la actividad a cumplir y la jerarquización para la asignación de responsabilidades que involucre a cada uno de los miembros que se desempeñe dentro del área que comprende la estación de servicio, incluyendo a quienes prestan los servicios adicionales autorizados.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Surtidor: El dispositivo con registro de volumen y precio del combustible, mediante el cual se entrega el producto directamente en los tanques o cilindros de combustible de los automotores.

(Decreto 1521 de 1998, art. 2°)

Tanque Atmosférico: Es un tanque de almacenamiento de combustibles diseñados para operar a presiones que van, desde la atmosférica hasta 0.035 Kg/cm2 manométricas (760 a 786 mm. de mercurio), medidas en el tope del tanque.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

Transportador: Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante, en los términos del artículo 2.2.1.1.2.2.3.85. y siguientes del presente Decreto.

(Decreto 4299 de 2005, art. 4°)

b) SIGLAS.

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Organismo Nacional de Normalización.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

NFPA: The National Fire Protection Association. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios de los Estados Unidos de Norteamérica, cuyas normas son ampliamente aceptadas en la mayoría de los países.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

OPCI: Organización Iberoamericana de Protección contra Incendios: Es la entidad que interpreta y difunde las normas NFPA en Iberoamérica y sirve como asesora y consultora para el mundo de habla hispana, con asistencia de la NFPA.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

API: American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

ASME: American Society of Mechanical Engineers. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos de Estados Unidos de Norteamérica, encargada de velar por la normalización de todo lo relacionado con ingeniería Mecánica.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

ANSI: American National Standards Institute. Instituto Americano Nacional de Normas de los Estados Unidos de Norteamérica, encargado de coordinar y acreditar las normas técnicas que elaboran diferentes entidades especializadas, tales como API, NFPA, ASME, etc., sobre diseño, fabricación, inspección y pruebas de equipos industriales utilizados en el montaje de plantas.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

GLP: Gas licuado del petróleo, también conocido comúnmente como gas propano.

(Decreto 283 de 1990, art. 3°)

c) NORMAS CITADAS.

NFPA 77: Electricidad Estática.

NFPA 11: Sistemas de Espuma de Expansión Baja y de Agentes Combinados.

NFPA 70: Código Eléctrico Nacional.

NFPA 30: Código de Líquidos Combustibles e Inflamables.

NFPA 30A: Código para Estaciones de Servicio.

NFPA 22: Tanques de Agua, para Protección Contra Incendio en Propiedades Privadas.

NFPA 24: Instalación de Tuberías de Servicio para Sistemas Contra Incendio en Propiedades Privadas.

ANSI-B.31.3: Tuberías para Plantas Químicas y Refinerías de Petróleo.

API 650: Tanques de Almacenamiento Atmosférico.

(Decreto 283 de 1990, Art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,1.5. ***Clasificación de las estaciones de servicio:*** Sin perjuicio de la definición establecida en el artículo 2.2.1.1.2.2.1.4., las estaciones de servicio se clasificarán así:

1. Por la clase de servicios que prestan:

CLASE A. Es la que, además de vender combustibles, tiene instalaciones adecuadas para prestar tres o más de los siguientes servicios: lubricación, lavado general y de motor cambio y reparación de llantas, alineación y balanceo reparaciones menores. Además, puede disponer de instalaciones para la venta de lubricantes, baterías, llantas, neumáticos y accesorios para automotores.

CLASE B. Es aquella dedicada exclusivamente a la venta de combustibles y que, además tiene instalaciones adecuadas para la venta de lubricantes, baterías, llantas, neumáticos y accesorios.

CLASE C. Es aquella dedicada única y exclusivamente a la venta de combustibles. Esas estaciones pueden ubicarse en áreas reducidas, siempre y cuando cumplan con todos los requisitos de seguridad de acuerdo con normas internacionalmente reconocidas, como las de la NFPA. Por excepción, pueden tener puntos de venta de lubricantes, agua para batería, aditivos y algunos accesorios.

(Decreto 283 de 1990, art. 4°, modificado parcialmente en sus clases a y b, por el artículo 2 del decreto 353 de 1991)

2. Por su naturaleza

Estación de servicio pública. Establecimiento destinado al suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo, servicios y venta de productos al público en general, según la clase del servicio que preste.

Estación de servicio privada. Establecimiento perteneciente a una empresa o institución, destinada exclusivamente al suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo para sus vehículos, aeronaves, barcos y/o naves.

(Decreto 4299 de 2005, adicionado por el Decreto 1717 de 2008, art. 1°.)

3. Por la clase de producto que manejan:

Estación de Servicio Dedicada: Es la Estación de Servicio destinada solamente a la distribución de un tipo de combustible, ya sea combustibles líquidos derivados del petróleo o combustibles gaseosos

(Decreto 1605 de 2002 art 3°)

Gas natural comprimido (G.N.C.): Establecimiento que dispone de instalaciones y equipos para el almacenamiento y distribución de combustibles gaseosos, excepto gas licuado del petróleo (G.L.P.), para vehículos, a través de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques o cilindros de combustible. Además, pueden incluir facilidades para prestar uno o varios de los siguientes servicios: lubricación, lavado general o de motor, cambio o reparación de llantas, alineación y balanceo, servicio de diagnosticentro, trabajos menores de mantenimiento de motor, venta de llantas, neumáticos, lubricantes, baterías, accesorios y demás

servicios afines. (Definición de acuerdo con lo consagrado en el artículo 1° de la Resolución número 8 0582 del 8 de abril de 1996).

Combustibles líquidos derivados del petróleo: Establecimiento que dispone de instalaciones y equipos para el almacenamiento y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto gas licuado del petróleo (G.L.P.), para vehículos, a través de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques de combustible. Además, puede incluir facilidades para prestar uno o varios de los siguientes servicios: lubricación, lavado general o de motor, cambio o reparación de llantas, alineación y balanceo, servicio de diagnosticentro, trabajos menores de mantenimiento de motor, venta de llantas, neumáticos, lubricantes, baterías, accesorios y demás servicios afines.

Mixta. Establecimiento que dispone de instalaciones y equipos para el almacenamiento y distribución de combustibles gaseosos y combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto gas licuado del petróleo (G.L.P.), para vehículos, a través de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques de combustible. Además, puede incluir facilidades para prestar uno o varios de los siguientes servicios: lubricación, lavado general o de motor, cambio o reparación de llantas, alineación y balanceo, servicio de diagnosticentro, trabajos menores de mantenimiento de motor, venta de llantas, neumáticos, lubricantes, baterías, accesorios y demás servicios afines

(Decreto 1521 de 1998, art. 3°)

SUBSECCIÓN 2.2
ALMACENAMIENTO TRANSITORIO DE ACPM

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,2.1. ***Autorización transitoria para el almacenamiento de aceite combustible para motor ACPM.*** La Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, cuando considere que exista riesgo de desabastecimiento de aceite combustible para motor ACPM, informará lo pertinente al Ministerio de Minas y Energía, quien evaluará los correspondientes hechos y, si las circunstancias lo ameritan, podrá autorizar transitoriamente el funcionamiento de instalaciones para el almacenamiento de ACPM, que cumplan los requisitos señalados en la presente subsección.

(Decreto 318 de 2003; art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,2.2. ***Solicitud para el almacenamiento transitorio de aceite combustible de motor ACPM.*** Los interesados en obtener del Ministerio de Minas y Energía la autorización para almacenar en forma transitoria ACPM, deberán solicitar una visita de un funcionario de la Dirección de Hidrocarburos con el fin de que se efectúe una revisión detallada de las instalaciones, de acuerdo con los requisitos establecidos en la presente

subsección. Para el efecto, la solicitud deberá presentarse acompañada de los siguientes documentos:

1. Certificado de existencia y representación legal, expedido por la Cámara de Comercio, con fecha no superior a tres (3) meses.

2. Permiso de uso y utilización del suelo, expedido por la autoridad competente, que permita el almacenamiento de ACPM.

3. Título de propiedad del inmueble o contrato que lo acredite como arrendatario del mismo.

4. Plano general de las instalaciones, máximo a una escala de 1:250, con ubicación de las edificaciones de la misma, tanques, llenaderos, tuberías, casa de bombas, bodegas, talleres y red de instalación de agua para los sistemas contra incendio.

5. Póliza de responsabilidad civil extracontractual que cubra los daños a terceros, en sus bienes y personas, por el transporte, manejo, almacenamiento y distribución de combustibles (ACPM), con límite asegurado mínimo de dos mil (2.000) salarios mínimos mensuales legales vigentes, sin perjuicio de otras pólizas que haya constituido el interesado.

(Decreto 318 de 2003; art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,2.3. ***Requisitos para el almacenamiento transitorio de aceite combustible de motor ACPM.*** Los interesados en obtener del Ministerio de Minas y Energía la autorización para almacenar en forma transitoria ACPM, en sus instalaciones deberán cumplir con los siguientes requisitos técnicos:

a) La distancia de los linderos de la planta proyectada a los linderos más próximos de sitios de alta densidad poblacional, tales como templos, escuelas, colegios, hospitales, clínicas, supermercados, centros comerciales, teatros, polideportivos, bibliotecas públicas, clubes sociales, edificios multifamiliares y establecimientos similares, no podrá ser inferior a cien (100) metros;

b) La distribución de los tanques y demás instalaciones y su separación con respecto a propiedades adyacentes, deberán cumplir con las distancias mínimas indicadas en la tabla siguiente:

Tabla número 1

Distancias mínimas internas en plantas de abastecimiento y a propiedades adyacentes para el almacenamiento de combustibles Diesel.

A) Líquidos estables* (presión de operación menor de 0.175 kg/cm 2)

Tipo de tanque	Protección	Distancia mínima en metros desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina	Distancia mínima en metros desde la pared del tanque al lado más próximo de	Distancia mínima desde la pared del tanque a equipo contraincendio, casas de bombas y	Distancia mínima entre tanques adyacentes, medida de

		que está o puede ser sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía pública	cualquier via pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad	demás equipos principales de la planta.	pared a pared.
Techo flotante	Areas expuestas protegidas	½ diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1 diámetro del tanque	1/4 suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Sin protección	1 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)		
Vertical con techo fijo, suelda débil	Áreas expuestas protegidas	1 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1/3 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1 diámetro del tanque	1/4 suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Sin protección	2 diámetros del tanque (mínimo 2 metros)	1/3 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)		
	Tanque con protección de espuma o con gas inerte	½ diámetro del tanque (mínimo 2 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 2 metros)		
Horizontal y vertical con ventilación de alivio para limitar las presiones a 2.5 1b/pulg 2	Áreas expuestas protegidas	½ vez la tabla número 2	Una vez la tabla número 1	1 diámetro del tanque	¼ suma de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)

Tabla número 2.

Capacidad del tanque en galones	Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que está o puede ser sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía pública	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la mima propiedad
	Metros	Metros
12,000 o menos	4,57	1,52
12,001 a 30.000	6,09	1,52
30,001 a 50,000	9,14	3,05
50.001 a 100.000	15,23	4,57

100,001 a más	24,37	6,09

c) Cada planta de abastecimiento deberá tener o contratar un laboratorio para el análisis de los productos, dotado como mínimo con equipos para la determinación del punto de chispa, ensayo de destilación y densidad;

d) El alineamiento de las vías internas respecto de las oficinas, tanques, llenaderos, etc., deberá permitir fácil acceso y cómoda circulación de los carros tanques y vehículos;

e) Los muros o paredes de las oficinas, talleres y bodegas deberán ser construidos con materiales resistentes a la combustión;

f) Todo tanque o grupo de tanques que contengan Aceite Combustible Para Motor-ACPM deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado, que deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta centímetros (60 cm) y la máxima será de dos metros (2 mts.). Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que en caso de máximo derrame del tanque, quedará en este un nivel líquido igual a la altura del muro de retención. Si el recinto de retención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques;

g) Los tanques que almacenen ACPM deben haber sido construidos y probados, de conformidad con lo exigido en las normas técnicas pertinentes;

h) En el interior de los muros de contención no debe haber ningún tipo de instalaciones diferentes de las estrictamente necesarias para el manejo seguro del combustible líquido derivado del petróleo (ACPM);

i) Todas las tuberías y accesorios, dentro y fuera de los recintos o muros de retención, serán de acero-carbón. Las que se instalen dentro deberán diseñarse para resistir altas temperaturas;

j) La distancia entre las instalaciones de carga y descarga de carrotanques debe separarse de tanques sobre superficie, depósitos, otras edificaciones de la planta o el lindero más cercano de la propiedad vecina sobre la cual puede construirse, por una distancia de por lo menos 4.6 metros, medida desde la boca de llenado o desde la conexión para transferencia (de líquido o vapor) más cercana;

k) Toda plataforma de llenadero deberá estar provista, al menos, de:

Dos escaleras, con inclinación máxima de cuarenta y cinco grados (45°);

Conexiones a tierra para eliminar la corriente estática, una por cada brazo de llenado;

Señales preventivas en colores reflectivos;

l) Los equipos contra incendio que deberán ser instalados deben cumplir con:

Tanque para agua contra incendio, con un mínimo de cuatro (4) horas de almacenamiento.

Sistema de hidrantes, monitores o regaderas exteriores, para enfriamiento.

Sistema de aplicación y almacenamiento de espuma.

El número de extintores portátiles suficientes para atender un conato de incendio en las diferentes áreas de la instalación;

m) Plan de emergencia para casos de derrames, fugas o incendio;
n) La fecha de calibración de los tanques para el almacenamiento de ACPM no debe superar los cinco (5) años, desde su última calibración. No obstante lo anterior, en tanques que no se encuentren en uso (es decir, aquellos en los que no se esté almacenando ninguna clase de producto), se debe realizar la calibración respectiva, como requisito previo a la obtención de la autorización de que trata la presente subsección.

(Decreto 318 de 2003; art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,2.4. ***Resultado de la visita del Ministerio de Minas y Energía.*** El funcionario del Ministerio de Minas y Energía que efectúe la visita a las correspondientes instalaciones deberá rendir un informe escrito y pormenorizado sobre el resultado de la misma, dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes al de la visita. El Ministerio de Minas y Energía comunicará por escrito -al interesado, propietario y/o representante legal del establecimiento en el que se encuentran las instalaciones- los resultados de la visita y ordenará, si fuere el caso, ejecutar los trabajos u obras necesarias para que dichas instalaciones reúnan todos los requisitos exigidos, con el fin de otorgarle la autorización para el almacenamiento transitorio de ACPM.

Parágrafo. El solicitante obtendrá, bajo su responsabilidad, las demás autorizaciones, permisos o licencias que requiera para almacenar y distribuir ACPM.

(Decreto 318 de 2003; art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,2.5. ***Resolución de autorización o negación de almacenamiento transitorio de ACPM.*** Cumplidos los requisitos del caso, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía -mediante resolución motivada- autorizará o negará el almacenamiento transitorio de ACPM en las respectivas instalaciones.

Parágrafo 1°. La autorización del almacenamiento del combustible diesel (ACPM) tendrá vigencia por el tiempo que se señale en el contrato que, para el efecto, suscriba ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces con el autorizado, pero sin que el mismo sea superior a cuatro (4) meses, prorrogables por un período igual, a juicio de ECOPETROL S.A., previo aviso a la Dirección de Hidrocarburos. Si transcurrido el término inicial, contado a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, no se ha iniciado el almacenamiento, la autorización precluirá.

Parágrafo 2º. La autorización a la que se hace referencia no otorga al autorizado para almacenar ACPM la facultad para actuar en calidad de distribuidor mayorista.

Parágrafo 3º. No se podrá iniciar el almacenamiento de ACPM sin la resolución de aprobación expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía

(Decreto 318 de 2003; art 5°)

SUBSECCIÓN 2.3
DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

DE LAS PLANTAS DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.1. ***Normativa aplicable a las plantas de abastecimiento de combustibles.*** La ubicación, diseño, construcción, mejoras ampliación, aforo y pruebas de las instalaciones de las plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, deberán ceñirse a los requisitos que se establecen en la presente sección y en las normas Icontec. Para lo no estipulado en las normas mencionadas se aplicará la norma NFPA-30.

(Decreto 283 de 1990, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.2. ***Solicitud.*** El interesado que planee la construcción de una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo deberá solicitar por escrito al Ministerio de Minas y Energía. La visita, de un funcionario de la Dirección General de Hidrocarburos al lote donde se proyecta construir la planta, anexando una descripción general y justificación detallada de la misma; además, deberá incluir un plano general de localización, donde se señalen la ubicación de otras plantas de abastecimiento si existieren y sitios de alta densidad poblacional indicados en el artículo siguiente; capacidad de almacenamiento, combustible que expenderá zona de influencia que abastecerá; inversión aproximada y forma de abastecerse de los combustibles.

Parágrafo. El interesado que planee la ampliación o mejoras de una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, deberá solicitar por escrito al Ministerio de Minas y Energía la visita de un funcionario de la Dirección General de Hidrocarburos con la finalidad de constatar todos los aspectos técnicos y decidir sobre la viabilidad de la misma.

(Decreto 283 de 1990, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.3. ***Visita y estudio de documentación.*** El funcionario que realice la visita de que trata el artículo anterior, deberá estudiar cuidadosamente la documentación presentada por el interesado y verificar que los planos presentados corresponden a la realidad; además, deberá tener en cuenta criterios de racionalización de la distribución de combustibles en el país de acuerdo a las plantas de abastecimiento ya existentes en el área de influencia, con miras a que el Ministerio de Minas y Energía pueda determinar la saturación o

inconveniencia: su localización respecto a poliductos, refinerías otras plantas de abastecimiento existentes en el área de influencia, así como también, distancias de los linderos de la planta proyectada a los linderos más próximos de sitios de alta densidad poblacional, tales como templos, escuelas, colegios, hospitales, clínicas Supermercados centros comerciales, teatros, polideportivos bibliotecas públicas, clubes sociales, edificios multifamiliares y establecimientos similares, las que deberán ser mínimo de cien (100) metros.

Parágrafo. No se podrán adelantar proyectos de alta densidad poblacional como los mencionados en este artículo a menos de cien (100) metros de las plantas de abastecimiento de combustibles.

(Decreto 283 de 1990, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.4. ***Resolución motivada.*** Realizada la visita y con base en el informe presentado por el funcionario de acuerdo con lo estipulado en el artículo anterior el Ministerio de Minas y Energía autorizará o negará la construcción de la planta de abastecimiento por medio de resolución motivada.

La resolución de autorización para la construcción de una planta de abastecimiento tendrá una vigencia de seis (6) meses. Si transcurrido este término no se han presentado los planos indicados en el siguiente artículo la autorización de construcción precluirá.

(Decreto 283 de 1990, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.5. ***Requisitos adicionales.*** Autorizada la construcción de una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, el interesado deberá presentar a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para su estudio: Una memoria técnica con descripción detallada del proyecto; autorización de las entidades competentes para la preservación del medio ambiente en las zonas que lo requieran; autorización del Ministerio de Obras Públicas y Transporte en caso de que la planta de abastecimiento se ubique en vías nacionales; copia auténtica del título de propiedad del lote debidamente registrado, o prueba del correspondiente acto o negocio jurídico que le permita construir la planta de abastecimiento, y, los siguientes planos a escala adecuada y firmados por un ingeniero o arquitecto debidamente matriculado:

a) Plano de ubicación del lote con indicación de: 1) Cruces de calles; 2) líneas de alcantarillado; 3) punto de desagüe general de la planta; 4) localización de los establecimientos indicados en el artículo séptimo; 5) cables de alta tensión aéreos o enterrados en el área del lote; 6) ríos o quebradas; 7) conexiones a poliductos o refinerías de donde se abastecerá la planta; Cuando no sea procedente el señalamiento de parte de la información solicitada en este literal, así deberá indicarse;

b) Plano general de planta, con ubicación de las edificaciones de la misma, tanques, llenaderos, tuberías, casa de bombas, bodegas, talleres y red de instalación de agua para los sistemas contra incendio;

c) Plano de planta y cortes de los llenadores;

d) Plano de los tanques de almacenamiento con el señalamiento de las siguientes características: espesores y tipo de acero de las láminas, diámetro, volumen, diámetro de los orificios, especificaciones de las válvulas v accesorios, y normas de construcción respectivas y producto, que se almacenará en cada tanque;

e) Plano de la red de tuberías para combustibles dentro de la planta, con indicación de tipo, diámetro espesor y presión máxima de trabajo;

f) Plano del sistema contra incendio;

g) Plano de los sistemas separadores de agua-producto y conexiones a alcantarillados o drenajes;

h) Plano del sistema eléctrico.

Parágrafo 1° No se podrá iniciar ninguna construcción sin la aprobación previa de los planos por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2° No se podrán iniciar operaciones de las instalaciones de una planta de abastecimiento sin la licencia de funcionamiento otorgada por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 3° Todo cambio de producto a almacenar en los tanques, deberá ser previamente autorizado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 283 de 1990, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.6. ***Presentación de planos al Ministerio de Minas.*** Los planos indicados en el artículo anterior se presentarán al Ministerio de Minas y Energía en dos (2) copias, una (1) de las cuales será devuelta al solicitante por la Dirección General de Hidrocarburos, dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes, con la correspondiente constancia de aprobación o con las observaciones a que hubiere lugar.

Toda modificación de los planos deberá ser aprobada por el Ministerio de Minas y Energía antes de la iniciación de las respectivas obras.

(Decreto 283 de 1990, art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.7. ***Requerimiento de información por parte del Ministerio.*** El Ministerio de Minas y Energía podrá exigir por escrito información adicional en relación con el proyecto. Sus funcionarios previamente autorizados y debidamente identificados podrán inspeccionar las obras en cualquier momento y comunicar al interesado por escrito las observaciones que estime conveniente.

(Decreto 283 de 1990, art. 11°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.8. ***Adecuación de vías internas.*** El alineamiento de las vías internas respecto a las oficinas, tanques, llenaderos, etc., deberá ser tal que permita fácil acceso y cómoda circulación de los carrotanques y vehículos. Además, deberá disponerse de sitios adecuados para estacionar los vehículos, de

modo que no obstaculicen la circulación. Las vías de doble circulación dentro de las plantas, tendrán un ancho mínimo de seis (6) metros.

(Decreto 283 de 1990, art. 12°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.9. ***Muros y paredes.*** Los muros o paredes de las oficinas talleres y bodegas deberán ser construidos con materiales incombustibles.

(Decreto 283 de 1990, art. 13°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.10. ***Servicios sanitarios.*** Toda planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo dispondrá de suficiente, y adecuados servicios sanitarios, de acuerdo con el número de personas que allí laboren. Además, dispondrán de estos servicios para el público que llegue a retirar los productos.

(Decreto 283 de 1990, art. 14)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.11. ***Cañerías de desagüe.*** Las cañerías de desagüe serán de diámetro apropiado y desembocarán en los sitios autorizados por las empresas de acueducto y alcantarillado de la localidad o por la autoridad competente, teniendo en cuenta las normas sobre contaminación.

(Decreto 283 de 1990, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.12. ***Tanques de almacenamiento.*** Los tanques de almacenamiento podrán ser de techo fijo o flotante y serán diseñados construidos y probados de acuerdo con la última edición de las normas API, en especial la 650 y sus apéndices.

(Decreto 283 de 1990, art. 16)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.13. ***Tanques atmosféricos.*** Para almacenar productos de alto punto de chispa o inflamación, es decir, superiores a 37.8 °C (100 °F). se pueden utilizar tanques atmosféricos de techo fijo con suelda débil.

Los productos con bajo punto de chispa. inferiores a 37.8 °C (100 °F), se podrán almacenar en tanques de techo o pantalla flotante, con el fin de aumentar la seguridad y disminuir la evaporación. Si se usan tanques de techo fijo con suelda débil, deberán acogerse a condiciones más exigentes de protección tal como se indica en el siguiente artículo.

Parágrafo. Cada planta de abastecimiento deberá tener un laboratorio para el análisis de los productos dotado, como mínimo, con equipos para la determinación de punto de chispa, ensayo de destilación y densidad.

(Decreto 283 de 1990, art. 17)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.14. ***Distribución de los tanques de almacenamiento.*** La distribución de tanques y demás instalaciones de una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo y su separación

con respecto a propiedades adyacentes, deberá cumplir con las distancias mínimas indicadas en la tabla siguiente:

DISTANCIAS MINIMAS INTERNAS EN PLANTAS DE ABASTECIMIENTO Y A PROPIEDADES ADYACENTES PARA EL ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS DERIVADOS DEL PETROLEO

A. Líquidos estables*(presión de operación menor de 0.175 kg/cm2).

TIPO DE TANQUE	PROTECCION	Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que está o puede ser sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía pública	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad	Distancia mínima desde la pared del tanque a equipo contra incendio, casas de bombas y demás equipos principales de la planta	Distancia mínima entre tanques adyacentes, medida de pared a pared
Techo flotante	Áreas expuestas protegidas	½ diámetro del tanque (mínimo 10 metros)	**1/6 diámetros del tanque (mínimo 5 metros)**	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Sin protección	1 diámetros del tanque (mínimo 20 metros)	**1/6 diámetro del tanque (mínimo 10 metros)**		
	Áreas expuestas protegidas	1 diámetro del tanque (mínimo 20 metros)	**1/3 diámetro del tanque (mínimo 5 metros)**		
Vertical con techo fijo, suelda débil	Sin protección	2 diámetros del tanque (mínimo 40 metros)	**1/3 diámetros del tanque (mínimo 10 metros)**	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Tanque con protección de espumas o con gas inerte	½ diámetro del tanque (mínimo 10 metros)	**1/6 diámetro del tanque (mínimo 5 metros)**		
	Áreas expuestas protegidas	½ veces la tabla Nº 1	**Una vez la tabla Nº 1**		
Horizontal o vertical con válvula de alivio	Sin protección	2 veces la tabla Nº 1	**Una vez la tabla Nº 1**	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2

					metros)
	Sistema de gas inerte o sistema de espuma en los tanques verticales	½ veces la tabla Nº 1	**½ vez la tabla Nº 1**		

B. Líquidos estables * (Presión de operación mayor de 0.175 Kg/cm2).

Cualquier tipo	Áreas expuestas protegidas	1½ veces la tabla Nº 1 (mínimo 10 metros)	1½ veces la tabla Nº 1 (mínimo 10 metros)	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Sin protección	3 veces la tabla Nº 1 (mínimo 20 metros)	1½ veces la tabla Nº 1 (mínimo 10 metros)		

* Cualquier líquido no definido como inestable.

C. Líquidos Inestables**.

Horizontal y vertical con válvula de alivio que ventea a presión no mayor de 0.175 Kg/cm.	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes sistemas: Rociador de agua Gas inerte Aislamiento y refrigeración Barrera	Tabla Nº 1 (mínimo 15 metros)	Mínimo 15 metros	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	¼ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 2 metros)
	Áreas expuestas protegidas	2½ veces tabla Nº 1, (mínimo 30 metros)	Mínimo 30 metros		
	Sin protección	5 veces la tabla Nº 1 (mínimo 60 metros)	Mínimo 60 metros		
Horizontal y vertical con válvula de alivio que ventea a más de 0.175 Kg/cm.	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes sistemas: Rociador de agua Gas inerte Aislamiento y refrigeración Barrera	2 veces la tabla Nº 1 (mínimo 30 metros)	Mínimo 30 metros	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	½ suma de los diámetros de los tanques adyacente (mínimo 5 metros)
	Áreas expuestas protegidas	4 veces tabla Nº 1 (mínimo 60	Mínimo 60 metros		

		metros)			
	Sin protección	8 veces la tabla Nº 1 (mínimo 90 metros)	Mínimo 90 metros		

**Los que se polimerizan, descomponen, sufren reacción de condensación o se vuelven auto-reactivos bajo condiciones de choque, presión o temperatura.

D. Líquidos que producen ebullición desbordante.

	Áreas expuestas protegidas	½ diámetro del tanque (mínimo 10 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 5 metros)	1 diámetro del tanque (mínimo 15 metros)	½ suma de los diámetros de los tanques adyacentes (mínimo 5 metros)
Techo flotante	Sin protección	1 diámetro del tanque (mínimo 20 metros)	1/6 diámetro del tanque (mínimo 5 metros)		
	Áreas expuestas protegidas	2 diámetros del tanque (mínimo 30 metros)	2/3 diámetro del tanque (mínimo 10 metros)		½ suma de los diámetros de los tanques adyacentes
Techo fijo	Sin protección	4 diámetros del tanque (mínimo 60 metros)	2/3 diámetro del tanque (mínimo 20 metros)	1.5 diámetro del tanque (mínimo 20 metros)	(mínimo 5 metros)
	Tanque con protección de espuma o gas inerte	1 diámetro del tanque (mínimo 20 metros)	2/3 diámetro del tanque (mínimo 10 metros)		

TABLA No. 1

CAPACIDAD DEL TANQUE EN GALONES			Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que está o puede ser sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía pública	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad.
			METROS	METROS
275	o	menos	1.50	1.50
276	a	750	3.00	1.50
751	a	12.000	4.60	1.50
12.001	a	30.000	6.00	1.50
30.001	a	50.000	9.00	3.00
50.001	a	100.000	15.00	4.60
100.001	a	500.000	24.40	7.60
500.001	a	1.000.000	30.50	10.60
1.000.001	a	2.000.000	41.00	13.70
2.000.001	a	3.000.000	50.00	16.80

3.000.001	o	más	53.40	18.30

Parágrafo. Tal como se indica en el articulo 2.2.1.1.2.2.3.3., la distancia mínima desde los linderos de la planta proyectada a sitios de alta densidad ocupacional debe ser mínimo cien (100) metros.

(Decreto 283 de 1990, art. 18)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.15. ***Distancias mínimas de los tanques respecto de las edificaciones.*** Las distancias mínimas entre un tanque que almacene combustibles líquidos pesados con punto de inflamación superior a 93 pc (Clase III B NFPA) y las edificaciones, vías de circulación, propiedad adyacentes y equipos son las siguientes:

CAPACIDAD DEL TANQUE EN GALONES	Distancia mínima desde la pared del tanque al lindero de la propiedad vecina que está o puede ser sometida a construcción, incluyendo el lado opuesto de una vía pública	Distancia mínima desde la pared del tanque al lado más próximo de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano de la misma propiedad.		
			METROS	METROS
12.000	o	menos	1.50	1.50
12.001	a	30.000	3.00	1.50
30.001	a	50.000	3.00	3.00
50.001	a	100.000	4.60	3.00
100.001	o	más	4.60	4.60

(Decreto 283 de 1990, art. 19°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.16. ***Muros de retención.*** Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Este deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta (60) cms. y la máxima será de dos (2) metros. Estos muros podrán protegerse con grama o pastos de poco crecimiento.

(Decreto 283 de 1990, art. 20°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.17. ***Capacidad neta de un muro de retención que contiene un solo tanque.*** Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará, como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que en caso de máximo derrame del tanque, quedará en éste un nivel líquido Igual a la altura del muro de retención.

Si el recinto de retención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques.

(Decreto 283 de 1990, art. 21)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.18. ***Provisión de drenajes.*** El recinto deberá estar provisto de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula o brazo basculante ubicado en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o combustibles que se derramen en una emergencia.

(Decreto 283 de 1990, art. 22)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.19. ***Bases de los tanques.*** Los tanques descansarán sobre bases firmes, sea de hormigón o de material resistente, seleccionado y compactado. En este último caso, entre el fondo del tanque y la base, se colocará una capa de arena Impregnada de emulsión asfáltica.

Cuando haya varios tanques en un recinto común, deberán estar separados por un muro interior de cuarenta y cinco centímetros (45 cms.) de alto como mínimo, para cada tanque con capacidad de diez mil barriles (10.000 bls.) o más y por cada grupo de tanques que no excedan de una capacidad agregada de quince mil barriles (15.000 bls.).

(Decreto 283 de 1990, art. 23)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.20. ***Prohibición de utilización de mangueras flexibles.*** Se prohibe en el interior de los recintos el empleo permanente de mangueras flexibles. Su utilización se limitará a Operaciones esporádicas de corta duración Los motobombas de trasiego deberán estar situadas en el exterior de los recintos.

(Decreto 283 de 1990, art. 24)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.21. ***Especificación del material de las tuberías y accesorios.*** Todas las tuberías y accesorios, dentro y fuera de los recintos o muros de retención, serán de acero-carbón. Las que se instalen dentro deberán diseñarse para resistir altas temperaturas.

(Decreto 283 de 1990, art. 25)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.22. ***Diseño y construcción de las tuberías***. El diseño y construcción de las tuberías en una planta de abastecimiento deberá hacerse de acuerdo a la última edición de la Norma ANSI-B.31-3.

Para evitar contaminación durante el bombeo, cada producto deberá tener su propia línea de entrega o recibo.

(Decreto 283 de 1990, art. 26)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.23. ***Protección de las tuberías enterradas.*** Todas las tuberías enterradas deberán estar protegidas en los cruces de carreteras y caminos por tubería concéntrica u otro dispositivo equivalente. Los extremos de esta tubería deben sellarse para evitar corrosión del tramo enterrado.

Cuando las condiciones del suelo lo exijan, las líneas subterráneas deberán estar protegidas catódicamente.

(Decreto 283 de 1990, art. 27)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.24. ***Distancia mínima entre las oficinas y llenaderos.*** La distancia mínima desde las oficinas de la planta, hasta los llenaderos de carrotanques o ferrotanques será de 20 metros.
(Decreto 283 de 1990, art. 28)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.25. ***Obligatoriedad de área de parqueo para los llenaderos para ferrotanques.*** Los llenaderos para ferrotanques deberán tener su propia área de parqueo, de acuerdo con los reglamentos de la Sociedad Colombiana de Transporte Ferroviario, S.T.F.

(Decreto 283 de 1990, art. 29)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.26. ***Ubicación de los llenaderos para carrotanques.*** Los llenaderos para carrotanques deberán ser ubicados de tal modo que permitan el fácil acceso y la rápida evacuación en caso de emergencia.

(Decreto 283 de 1990, art. 30)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.27. ***Techo de un llenadero.*** El techo de un llenadero deberá ser de tal forma, que facilite la aireación y tener una altura suficiente para el manejo de los brazos de llenado en su posición más alta.

(Decreto 283 de 1990, art. 31)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.28. ***Altura de la plataforma de un llenadero.*** La altura de la plataforma de un llenadero, deberá permitir al operarlo alcanzar fácilmente las tapas de los carrotanques o ferrotanques. Cuando la operación de llenado lo requiera, la plataforma deberá estar provista de puentes móviles para el acceso a los vehículos de cargue, en tal forma que no estorben dicha operación.

(Decreto 283 de 1990, art. 32)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.29. ***Especificaciones de las plataformas de llenado.*** Toda plataforma deberá estar provista, al menos de:

a) Dos escaleras con una inclinación máxima de cuarenta y cinco grados (45º);

b) Conexiones a tierra para eliminar la corriente estática, una por cada brazo de llenado;

c) Señales preventivas en colores reflectivos;
d) Protección con un sistema de diluvio con espuma, diseñado de acuerdo con la Norma NFPA 11.

(Decreto 283 de 1990, art. 33)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.30. ***Instalaciones eléctricas.*** Todo lo relacionado con las instalaciones eléctricas deberá cumplir con la última versión de la Norma NFPA 70.

(Decreto 283 de 1990, art. 34)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.31. ***Electricidad estática y conexiones a tierra.*** Todo lo relacionado con la electricidad estática y conexiones a tierra deberá cumplir con la última versión de la Norma NFPA 77.
(Decreto 283 de 1990, art. 35)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.32. ***Descripción del equipo contra incendio a instalarse.*** En cada planta de abastecimiento, deberá instalarse como mínimo el equipo contra incendio a continuación descrito:

a) Extintores portátiles de mano en la siguiente forma:

1. Para bodegas: Dos extintores de polvo químico de nueve (9) kilogramos cada uno, por cada cuatrocientos (400) metros cuadrados de área del piso.

2. Casa de bombas: Un extintor de polvo químico de nueve (9) kilogramos por cada doscientos veinticinco (225) metros cuadrados de área del piso.

3. Llenaderos: Un extintor de polvo químico de nueve (9) kilogramos por cada dos brazos de llenado.

4. Oficinas: Un extintor multipropósito con una capacidad no inferior a cuatro y medio (4.5) kilogramos. Para el equipo electrónico un extintor de Halon o de Gas Carbónico no Inferior a cinco (5) Kilogramos de capacidad:

b) Extintores sobre ruedas:

Un extintor portátil de carretel de polvo químico seco de sesenta y ocho (68) kilogramos por cada dos tanques de almacenamiento mayores de quinientos (500) barriles cada uno.

(Decreto 283 de 1990, art. 36)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.33. ***Sistemas contraincendios adicionales.*** Además de lo indicado anteriormente, toda planta de abastecimiento deberá tener un sistema de hidrantes y monitores para enfriamiento y un mínimo de almacenamiento de agua contra incendio de cuatro horas, de acuerdo con las Normas NFPA 22 y 24. También deberá tener un sistema de aplicación y almacenamiento de espuma, en los términos de la Norma NFPA 11.

(Decreto 283 de 1990, art. 37)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.34. ***Equipos de primeros auxilios.*** Cada planta de abastecimiento deberá tener un equipo de respiración con un tanque de aire portátil, una camilla de emergencia y un botiquín de primeros auxilios que contenga los elementos necesarios y el procedimiento de utilización.

(Decreto 283 de 1990, art. 38)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.35. ***Sistema de comunicación.*** Toda planta de abastecimiento de combustibles líquidos deberá contar con un sistema de comunicación confiable con los bomberos de la localidad y con las instalaciones vecinas relacionadas con la distribución y almacenamiento de combustibles.

(Decreto 283 de 1990, art. 39)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.36. ***Plan de emergencia.*** Toda planta de abastecimiento de combustibles líquidos deberá tener en forma escrita un plan de emergencia para casos de fugas o Incendio Así mismo, deberá tener una brigada u organización similar capaz de operar los sistemas y equipos de protección existentes y de poner en funcionamiento el plan de emergencia.

(Decreto 283 de 1990, art. 40)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.37. ***Visita de verificación del cumplimiento de todos los requisitos.*** Terminada la etapa de construcción, el interesado solicitará la visita de un funcionario del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de efectuar una revisión detallada de las Instalaciones y edificaciones de acuerdo con los requisitos de la presente sección y presenciar el aforo, las calibraciones de las unidades de medida utilizadas en la entrega de combustibles y las pruebas de los tanques, así como la de tuberías y demás equipos.

Parágrafo 1º Las pruebas de los tanques de techo fijo flotante se harán de acuerdo con la última edición de la Norma API-650 y sus apéndices.

Parágrafo 2º Las pruebas de las tuberías, válvulas, bridas y uniones, se harán de acuerdo con la última edición de la Norma ANSI-B.31-3.

(Decreto 283 de 1990, art. 41)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.38. ***Resultados de la visita y verificación de cumplimiento de las normas por parte del Ministerio.*** Terminada la visita de que trata el artículo anterior se levantara el acta correspondiente, en la que se harán constar los resultados de las pruebas, aforos, calibraciones y revisiones. Además, deberá constar cualquier obra o trabajo adicional que deba realizarse con el fin de cumplir los requisitos con miras a la obtención de licencia de funcionamiento.
El acta deberá firmarse por el funcionario del Ministerio y por el representante del propietario de la planta, y además, por los responsables de las pruebas, calibraciones y aforos.

(Decreto 283 de 1990, art. 42)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.39. ***Informe escrito de la visita.*** El funcionario que efectúe la visita, deberá rendir informe escrito y pormenorizado sobre el resultado de la misma. El Ministerio de Minas y Energía comunicará por escrito al propietario de la planta los resultados de la visita y ordenará, si fuere el caso ejecutar los trabajos u obras necesarias para que la planta reúna todos los requisitos con el fin de otorgarle la licencia de funcionamiento.

La aprobación de la licencia de funcionamiento de las plantas de abastecimiento de combustibles derivados del petróleo se hará por resolución motivada.

(Decreto 283 de 1990, art. 43)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.40. ***Obligación de mantener la calibración de todas las unidades de medida.*** Es responsabilidad de las plantas de abastecimiento mayoristas de combustibles líquidos derivados del petróleo, mantener en todo tiempo debidamente calibradas las unidades de medida de sus equipos de entrega de combustibles. Para este fin el recipiente utilizado en la calibración deberá estar debidamente certificado por el Centro de Control y Calidad y Metrología de la Superintendencia de industria y Comercio o quien haga sus veces u otra entidad debidamente acreditada ante el Ministerio de Minas y Energía. Este verificará periódicamente por medio de sus funcionarios o de quien delegue, que dicha calibración se ajuste a los parámetros del presente Decreto.

(Decreto 283 de 1990, art. 44°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.41. ***Verificación de la calibración y funcionamiento de las unidades de medida.*** Cuando la autoridad competente verifique la calibración y el funcionamiento de las unidades de medida y los equipos de entrega de combustibles en las plantas de abastecimiento se procederá así:

a) Se levantará un acta en la que se dejará constancia de todas las circunstancias observadas en la diligencia, la cual será suscrita por el respectivo funcionario y el distribuidor o el representante del propietario y servirá de base para la apertura de la investigación por eventuales Infracciones, si fuere procedente;

b) Se entenderá que una unidad de medida se encuentra descalibrada si al momento de verificar la calibración, el nivel de entrega está por encima o por debajo de la línea cero (0) de la escala de medida del calibrador, caso en el cual se procederá a realizar los ajustes correctivos de las fallas encontradas para que la unidad pueda seguir funcionando correctamente;

c) Si en el curso de la diligencia no fuere posible hacer los ajustes necesarios, se procederá por parte del funcionario a condenar la unidad y ésta no podrá entrar a funcionar hasta tanto se hayan hecho las reparaciones correspondientes, se realice una nueva calibración y se envíe el acta correspondiente al Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo. Si durante la calibración de cualquier unidad de medida de entrega se encuentra una diferencia mayor de uno (1) por mil (1000), por debajo de la línea de referencia del calibrador, se impondrá la sanción correspondiente.

(Decreto 283 de 1990, art. 45)

DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.42. ***Certificación del uso y utilización del suelo.*** Las autoridades competentes enunciadas en el artículo 49 del Decreto

2150 del 5 de diciembre de 1995, modificado y adicionado por el artículo 99 de la Ley 388 del 18 de julio de 1997 o la norma que las modifique, adiciones o derogue, certificarán el uso y utilización del suelo, según los correspondientes planes de ordenamiento urbanístico.

Las oficinas de planeación municipal, distrital o metropolitana, o las autoridades que hagan sus veces, establecerán -mediante actos locales de carácter general- las distancias que deben existir entre los tanques que almacenan líquidos inflamables y combustibles en las estaciones de servicio con respecto a los linderos de los predios vecinos, respetando como mínimo las distancias reconocidas por la norma NFPA 30. En todo caso, las distancias adoptadas por las autoridades competentes deberán estar técnicamente soportadas.

Para la instalación de tanques subterráneos que almacenen líquidos inflamables y combustibles, la citada norma señala que la distancia de cualquiera de estos tanques hasta el muro más próximo de un cimiento o pozo no debe ser inferior a un pie (0.30 m), y hasta el lindero de cualquier propiedad que pueda ser construida, no menos de 3 pies (0.90 m).

Las estaciones de servicio se podrán ubicar en zonas urbanas o rurales, previo concepto de la autoridad competente, en cuanto a localización y uso del suelo, condicionadas a que sus tanques de almacenamiento estén enterrados y cumplan con las distancias mínimas establecidas en la norma NFPA 30 vigente.

Parágrafo 1°. Por razones de condiciones geológicas especiales y elevado nivel freático, comprobados con un estudio de suelos y por limitaciones en el fluido eléctrico, debidamente certificado por la entidad competente, podrá autorizarse la instalación de tanques de almacenamiento en superficie con las debidas medidas de seguridad tales como muros de retención y tubería de respiración, de acuerdo con lo establecido en la presente subsección.

Parágrafo 2°. Las estaciones de servicio ubicadas en las zonas urbanas estarán sujetas también a las disposiciones distritales, metropolitanas o municipales; y, en las vías nacionales, a las disposiciones del Ministerio de Transporte. Lo anterior sin perjuicio de la aprobación o visto bueno que deban impartir las entidades a las cuales compete la preservación del medio ambiente.

(Decreto 1521 de 1998, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.43. ***Vigencia de la autorización.*** El acto administrativo mediante el cual se autorice la construcción, modificación o ampliación de una estación de servicio tendrá una vigencia de seis (6) meses, contados a partir de la fecha en la que quede en firme. Si transcurrido este término no se ha iniciado la construcción, modificación o ampliación, conforme con lo aprobado en los respectivos planos, la correspondiente autorización perderá su vigencia.
(Decreto 1521 de 1998, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.44. ***Normas aplicables a los trámites*** Los trámites relacionados con estaciones de servicio que expendan gas natural comprimido (G.N.C.); serán adelantados de conformidad con lo dispuesto en el Título II del Presente Decreto. Las estaciones de servicio mixtas, cumplirán lo consagrado en

este decreto y en la resolución 80582 del 8 de abril de 1996 o aquella que la derogue, modifique o adicione.

(Decreto 1521 de 1998, art. 7°, derogado parcialmente, por el Decreto 4299 de 2005, art. 42)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.45. ***Modificación o ampliación de estaciones de servicio.*** Toda modificación o ampliación que se pretenda realizar en la estación de servicio, deberá ser previamente aprobada por la(s) autoridad(es) respectiva(s).

Parágrafo 1°. No se podrá iniciar la construcción, ampliación o modificación de ninguna estación de servicio sin la aprobación previa de la licencia de construcción (que incluya la aprobación de los planos) por parte de la entidad competente, ni se podrán dar al servicio las instalaciones de una estación de servicio sin haber cumplido satisfactoriamente con las pruebas hidrostáticas de los tanques y tuberías. Igualmente se deberá realizar la calibración de los surtidores conforme se establece en el presente decreto.

Parágrafo 2°. Una vez obtenida la licencia de construcción, modificación o ampliación de la estación de servicio (incluyendo la aprobación de respectivos planos), el interesado deberá iniciar las correspondientes obras dentro de los seis (6) meses siguientes -contados a partir de la fecha en la que quede en firme el acto mediante el cual se notifica la aprobación- y terminarlas dentro del año siguiente al del inicio de la construcción, modificación o ampliación. En caso de que el interesado no culmine las obras dentro del plazo señalado, éste podrá solicitar prórroga, por una sola vez, justificando las razones para ello, prórroga que en ningún caso deberá ser superior a seis (6) meses. Si no se acoge la justificación presentada, dicha decisión no hará responsable a la autoridad competente que conceptuó negativamente, debiendo el interesado reiniciar, desde un principio, los trámites pertinentes.

Parágrafo 3°. Las solicitudes en trámite para la construcción, modificación o ampliación de estaciones de servicio, deberán ceñirse al procedimiento establecido en el presente decreto.

(Decreto 1521 de 1998, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.46. ***Pendiente mínima del piso de las estaciones de servicio.*** El piso de las estaciones de servicio deberá tener una pendiente mínima de uno por ciento (1%) para que puedan escurrir los residuos de aguas hacia las cañerías. El desagüe de los lavaderos deberá ser subterráneo. El desagüe general deberá estar provisto de una trampa de grasas que separe los productos antes de entrar al colector de aguas, con el fin de evitar la contaminación de las mismas. Lo anterior sin perjuicio de lo exigido por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible o de la autoridad que haga sus veces.
(Decreto 1521 de 1998, art.9°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.47. ***Diámetro y desembocadura de las cañerías.*** Las tuberías de desagüe (cañerías), deberán tener diámetro apropiado y desembocar en los sitios autorizados por las empresas de acueducto y

alcantarillado de la localidad o por la autoridad competente, teniendo en cuenta las normas del medio ambiente que las regulen.

(Decreto 1521 de 1998, art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.48. ***Instalaciones sanitarias en las estaciones de servicio.*** Toda estación de servicio deberá poseer instalaciones sanitarias apropiadas para uso exclusivo de sus trabajadores e instalaciones sanitarias independientes para uso del público, localizadas en sitios de fácil acceso y se conservarán en perfecto estado de limpieza y funcionamiento.

(Decreto 1521 de 1998, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.49. ***Estructuras de las edificaciones.*** Las estructuras de las edificaciones de las estaciones de servicio deberán construirse con materiales incombustibles.

(Decreto 1521 de 1998, art. 12)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.50. ***Separación del área de las estaciones de servicio.*** El área de las estaciones de servicio deberá estar separada de las vías públicas por andenes o aceras y zonas verdes, con el ancho y la forma exigidos por las reglamentaciones urbanísticas del municipio respectivo, además dando cumplimiento a las normas ambientales pertinentes.

(Decreto 1521 de 1998, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.51. ***Prohibición del funcionamiento de vivienda.*** Prohíbase la construcción y funcionamiento de vivienda o alojamiento, temporal o permanente, dentro de las instalaciones de las estaciones de servicio.

(Decreto 1521 de 1998, art. 14)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.52. ***Protección de las instalaciones eléctricas.*** Las instalaciones eléctricas deberán protegerse con tubería conduit y sus accesorios ser a prueba de explosión, de acuerdo con la Norma NFPA 70 vigente y las especificaciones de la empresa de energía que provea el servicio.

(Decreto 1521 de 1998, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.53. ***Plan de contingencia contra incendios en estaciones de servicio.*** Las estaciones de servicio deberán contar con un plan de contingencia contra incendios; se instalarán extintores de diez (10) kilogramos de polvo químico seco, así:

- Dos por cada isla.

- Dos en la oficina de administración de la estación de servicio.

- Uno por cada instalación que preste servicio adicional al de distribución de combustibles.

En estaciones de servicio con más de cuatro (4) mangueras de suministro, se dispondrá de un extintor rodante, de polvo químico seco, con capacidad mínima de setenta (70) kilogramos, que se ubicará a un costado de la construcción destinada a las oficinas de administración de la estación. En las estaciones de servicio mixtas se tendrá en cuenta la totalidad de mangueras de suministro, independientemente del combustible que se entregue a través del surtidor.

Los extintores se deberán mantener en perfectas condiciones de funcionamiento, protección, mantenimiento y vigentes las cargas.

(Decreto 1521 de 1998, art. 16)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.54. ***Distancia mínima del tanque de almacenamiento con el pavimento.*** La parte superior de los tanques enterrados en una estación de servicio, no podrá estar a menos de cuarenta y cinco (45) centímetros bajo el nivel del pavimento o de sesenta (60) centímetros si no lo tiene.

(Decreto 1521 de 1998, art 17)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.55. ***Piso de la excavación rocoso.*** Sin perjuicio de lo exigido por la autoridad ambiental, cuando el piso de la excavación es de roca, material muy duro (compacto) o que pueda causar corrosión o deterioro al tanque, se colocará una capa de un mínimo de diez (10) centímetros de arena limpia o recebo lavado, libre de sales. Con estos mismos materiales se rellenará la excavación en tal forma que las paredes del tanque queden en contacto con ellos. Para evitar contaminaciones, la excavación donde va el tanque deberá forrarse con una película plástica de polietileno de calibre no menor de seis (6) milésimas de pulgada.

Parágrafo. Cuando los avances tecnológicos lo permitan, se tendrán en cuenta las disposiciones que al respecto profieran las autoridades encargadas de velar por la calidad de protección de tanques, tuberías y accesorios, en relación con el medio corrosivo que lo pueda afectar.

(Decreto 1521 de 1998, art. 18)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.56. ***Prohibiciones al enterrar los tanques.*** Los tanques no podrán estar enterrados bajo ninguna edificación, isla, vía pública o andenes, ni sus extremos estar a menos de un (1) metro de los muros de la edificación más próxima.

(Decreto 1521 de 1998, art. 19)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.57. ***Anclaje de los tanques de almacenamiento.*** Los tanques enterrados deberán anclarse cuando puedan ser alcanzados por el nivel freático. El anclaje deberá diseñarse de acuerdo con las condiciones del subsuelo y el volumen del tanque. Alternativamente se debe construir un sistema de drenaje subterráneo.

(Decreto 1521 de 1998, art. 20)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.58. ***Tubos de respiración de los tanques.*** Las bocas de los tubos de respiración de los tanques deberán salir al aire libre, por encima de tajados y paredes cercanas y alejadas de conducciones eléctricas. Además, deberán estar localizadas a distancias mayores de quince (15) metros de cualquier chimenea o fuente de ignición y en forma tal que los vapores no desemboquen en el interior de edificación alguna. Las bocas podrán ir protegidas con una válvula de alivio de presión y vacío, para evitar daños al tanque y pérdidas por evaporación y contaminación.

(Decreto 1521 de 1998, art. 21°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.59. ***Diámetro del tubo de respiración.*** El diámetro de tubo de respiración (desfogue) del tanque no podrá ser menor de la mitad del diámetro de la boca de llenado, pero en ningún caso inferior a treinta (30) mm (1¼ pulgadas).

(Decreto 1521 de 1998, art. 22)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.60. ***Refuerzo del piso interior del tanque.*** El piso interior del tanque, perpendicular a la boca de media de nivel, deberá reforzarse con una lámina de treinta (30) centímetros por treinta (30) centímetros y de calibre igual al de la lámina del tanque.

(Decreto 1521 de 1998, art. 23)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.61. ***Requisitos para la instalación de las bocas de llenado de los tanques.*** En la instalación de las bocas de llenado de los tanques, deberán observarse los siguientes requisitos:

a) Estar dotadas de tapones impermeables;

b) Estar localizadas por lo menos a un (1) metro con cincuenta (50) centímetros de cualquier puerta, ventana o abertura, en edificaciones de la estación de servicio o de linderos de predios vecinos.

(Decreto 1521 de 1998, art. 24)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.62. ***Protección de los tanques almacenadores.*** Los tanques deberán estar debidamente protegidos con pinturas anticorrosivas y/o con protección catódica, debiéndose ejercer un adecuado control y mantenimiento, periódicamente.

(Decreto 1521 de 1998, art. 25)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.63. ***Normas aplicables a las instalaciones de las estaciones de servicio.*** Las instalaciones de las estaciones de servicio deberán cumplir con lo estipulado en este decreto, en las normas nacionales y en las normas NFPA 30 y 30-A.

(Decreto 1521 de 1998, art. 26)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.64. ***Certificación de construcción de los tanques almacenadores.*** La persona que construya una estación de servicio, deberá

presentar -ante las autoridades competentes- una certificación del constructor de los tanques de almacenamiento, que incluya las normas y especificaciones bajo las cuales fueron construidos y las presiones de prueba a que fueron sometidos; además, deberá enviar los planos de construcción de dichos tanques.
El sistema de tanques de almacenamiento y líneas de distribución de combustible, deberá probarse hidrostáticamente -durante dos (2) horas como mínimo- a una presión manométrica de 0.5 kilogramos por centímetro cuadrado. Estas pruebas deberán efectuarse en presencia del propietario o representante legal de la estación de servicio y de un funcionario designado por la autoridad competente, designación que deberá ser solicitada por los interesados con no menos de siete (7) días de antelación a la fecha en la cual se efectuarán las pruebas mencionadas.

De las correspondientes pruebas se levantará un acta que, debidamente firmada, se allegará al expediente de la estación de servicio.

Si a la autoridad competente se le presenta inconveniente de fuerza mayor para designar al funcionario que deberá presenciar las pruebas, dicha situación deberá ser puesta en conocimiento de los interesados con no menos de tres (3) días de anticipación a la fecha de realización de las pertinentes pruebas, las que -en cualquier caso- se deberán realizar dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha inicialmente fijada.

Si el funcionario designado no acude el día y a la hora de la citación para la práctica de las pruebas -excepto cuando se haya comunicado la existencia de inconveniente de fuerza mayor- los interesados podrán efectuarlas, debiendo enviar el acta levantada a la autoridad competente (señalando el resultado obtenido); lo anterior sin perjuicio de la sanción a que haya lugar, impuesta por la autoridad legalmente designada para hacerlo, en contra del funcionario que -sin justa causa- no asistió a la práctica de las pruebas.

Parágrafo 1°. Cuando en el sistema de la estación de servicio se utilicen bombas sumergibles para el envío del combustible al surtidor, la tubería entre éste y la bomba, deberá probarse a una presión de tres (3.0) kilogramos por centímetro cuadrado durante una (1) hora como mínimo.

Parágrafo 2°. Para tanques fabricados con material y tecnologías nuevas, deberán cumplir las pruebas y procedimientos que estipule la norma respectiva Nacional y/o Internacional.

(Decreto 1521 de 1998, art. 27)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.65. ***Operación de las estaciones de servicio.*** No podrá una estación de servicio entrar a operar sin haber dado total cumplimiento a lo exigido en el presente decreto; en caso de hacerlo, se le impondrá la sanción pertinente.
(Decreto 1521 de 1998, art. 28)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.66. ***Solicitudes adicionales de información.*** La autoridad competente podrá exigir al interesado cualquier información adicional, si así lo juzga necesario, y sus funcionarios comisionados, debidamente

identificados, podrán inspeccionar las obras en cualquier momento y formular, por escrito, las observaciones del caso.

(Decreto 1521 de 1998, art. 29)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.67. ***Calibración de los surtidores de combustible.*** La calibración de los surtidores de combustibles derivados del petróleo de las estaciones de servicio se hará con un recipiente de cinco (5) galones de capacidad, debidamente calibrado y certificado por el Centro de Control de Calidad y Metrología de la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces u otra entidad debidamente acreditada ante el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 1521 de 1998, art. 30)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.68. ***Procedimiento para la calibración.*** El procedimiento para la calibración de los surtidores de combustibles líquidos derivados del petróleo será el siguiente:

a) Se humedece el calibrador, llenándolo -hasta su capacidad total- con el combustible; después de dicha operación, el líquido se devuelve al tanque de almacenamiento;

b) Se lleva a ceros (0) la cantidad marcada en la registradora y con la boquilla del surtidor completamente abierta (máxima rata de llenado), se vierten en el calibrador cinco (5) galones del surtidor, según lectura de la registradora;

c) Se lee en la escala graduada del calibrador el número de pulgadas cúbicas (líneas) entregadas por el surtidor, en exceso o en defecto (por encima o por debajo de la línea cero), de lo cual se tomará nota;

d) Después de desocupar el calibrador, se llena nuevamente según lo señalado en el literal b), pero con la boquilla del surtidor parcialmente cerrada, para limitar el flujo aproximadamente a cinco (5) galones por minuto, es decir, esta operación de llenado debe efectuarse aproximadamente en un minuto;

e) Se repite la operación indicada en el literal c), tomando nota de la lectura obtenida;

f) Se entenderá que un surtidor se encuentra descalibrado si al momento de verificar la calibración, el nivel de entrega está por encima o por debajo de la línea cero (0) de la escala de medida del calibrador;

g) El margen de calibración establecido por la norma API (American Petroleum Institute) es de más o menos siete (+ó -7) pulgadas cúbicas (líneas) en relación con la línea cero (0) del calibrador de cinco (5) galones de capacidad; lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad que cada distribuidor minorista de combustible tiene -en todo tiempo- de mantener en perfecto estado de conservación, funcionamiento y debidamente calibrada en ceros (0), la unidad de medida de los surtidores.

Los funcionarios competentes tendrán en cuenta que, a partir del 4 de agosto de 1998, el régimen sancionatorio se aplicará cuando las diferencias encontradas durante la verificación de la calibración de un surtidor en una estación de servicio sean mayores de más o menos de siete (+ó-7) pulgadas cúbicas (líneas) en relación con la línea cero (0) del calibrador de cinco (5) galones de capacidad.

Parágrafo. La inspección de las registradoras se realizará para comprobar que el precio de los cinco (5) galones extraídos por el surtidor corresponde al autorizado.

Esto se obtiene multiplicando el volumen entregado por el precio unitario autorizado para la localidad. Si el resultado no corresponde al precio marcado en la registradora para los cinco (5) galones, la registradora está descalibrada.

(Decreto 1521 de 1998, art. 31°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.69. ***Verificación de la calibración y el funcionamiento de los surtidores.*** Cuando la autoridad competente verifique la calibración y el funcionamiento de los surtidores, se procederá así:

a) Se cumplirá con lo estipulado en los artículos precedentes del presente decreto;

b) Se levantará un acta en la que se dejará constancia de todas las circunstancias observadas en la diligencia, la cual será suscrita por el respectivo funcionario y el interesado, delegado o encargado de la administración del distribuidor minorista o de la estación de servicio, que hubiere presenciado la inspección y servirá de base para la apertura de la investigación por presuntas infracciones, si fuere procedente;

c) Si en el curso de la diligencia no fuere posible hacer los ajustes necesarios, se procederá por parte del funcionario a sellar el surtidor y éste no podrá entrar a operar nuevamente, hasta tanto no se hayan realizado las reparaciones de rigor, se efectúe una nueva calibración y se envíe el acta correspondiente a la autoridad competente, debidamente firmada por el interesado, delegado o encargado de la administración del distribuidor minorista o de la estación de servicio que hubiera presenciado la inspección.

(Decreto 1521 de 1998, art. 32°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.70. ***Normatividad aplicable a los vehículos de transporte de derivados líquidos del petróleo.*** Los tanques de los vehículos automotores dedicados al transporte de combustible y productos líquidos derivados del petróleo (gasolina motor, extra, CLD, queroseno, ACPM, bencina industrial, bases lubricantes, disolventes, combustóleo, etc.), deberán cumplir con todos los requisitos establecidos por la (s) norma (s) relacionada (s) con la construcción de los tanques que almacenen el producto.

(Decreto 1521 de 1998 art. 37)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.71. ***Régimen aplicable a los establecimientos que presten servicios de cambio de aceites.*** Todo establecimiento comercial que preste servicio de cambio de aceites y filtros estará obligado a cumplir con las disposiciones proferidas por la autoridad competente en cuanto a los envases y

filtros cambiados, residuos líquidos y sólidos. El no cumplimiento de esta disposición acarreará las sanciones correspondientes.

(Decreto 1521 de 1998 art. 54)

DEL GRAN CONSUMIDOR INDIVIDUAL NO INTERMEDIARIO DE ACPM.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.72. ***Determinación del ingreso al productor para Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de ACPM.*** Para los Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de Acpm definidos en el artículo anterior, el ingreso al productor al cual ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces venderá el Acpm producido en las refinerías del país, distribuido de manera directa o a través de los distribuidores mayoristas, será como mínimo, el promedio de precios FOB del Diesel Oil exportado por ECOPETROL S.A. en los 30 días calendario precedentes a la fecha de facturación, o el precio internacional equivalente de las cotizaciones de los 30 días calendario precedentes a la fecha de facturación del índice No. 2 U. S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, cuando no se hayan presentado exportaciones dentro de ese mismo período.

Parágrafo 1°. Cuando por atender necesidades normales o adicionales de Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de Acpm, ECOPETROL S.A. requiera importar o recurrir a otra fuente de abastecimiento diferente a las refinerías de su propiedad, el ingreso al productor al cual ECOPETROL S.A. podrá vender dicho producto, distribuido de manera directa o a través de los distribuidores mayoristas, deberá como mínimo remunerar todos los costos en que incurra ECOPETROL S.A. para realizar estas actividades, sin que en ningún caso pueda ser inferior al precio de exportación del producto.

Parágrafo 2°. Para los Sistemas de Transporte Terrestre Masivos de Pasajeros y las empresas generadoras de energía ubicadas en las Zonas Interconectadas del Territorio Nacional consumidores de ACPM definidas en el artículo anterior, el Ingreso al Productor al cual ECOPETROL S. A. podrá vender el ACPM distribuido de manera directa o a través de los Distribuidores Mayoristas, será el de paridad de precios de importación.

(Decreto 2935 de 2002, art. 2°, parágrafo 2° adicionado por el Decreto 2988 de 2003, art. 2°, modificado por el Decreto 4483 de 2006, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.73. ***Reportes de información.*** A partir del 5 de diciembre de 2002, ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, los distribuidores mayoristas de combustibles, los refinadores locales y los importadores deberán reportar a la Unidad de Planeación Minero Energética-Upme las ventas totales de Acpm realizadas durante el trimestre anterior y discriminadas por cliente, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la terminación de cada trimestre (enero, marzo, abril, junio, julio, septiembre, octubre y diciembre).
La Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, con base en la anterior información, elaborará dentro de los veinticinco (25) días hábiles siguientes a la terminación de cada trimestre, la lista de los Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de Acpm de que trata el artículo 14 de la Ley 681 de 2001, así como un análisis del comportamiento de la demanda de Acpm en el país. Esta lista se hará pública a través de la página Web de dicha Unidad y regirá para las

ventas realizadas a estos en el respectivo trimestre y hasta tanto se emita una nueva lista.

Igualmente, la Upme deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía dentro del mismo término, un informe ejecutivo con el análisis del comportamiento de la demanda de Acpm en el país durante el respectivo trimestre.

El incumplimiento del reporte de información contenido en el presente artículo por parte de los agentes señalados, acarreará las sanciones contempladas en la Ley 39 de 1987 adicionada por la Ley 26 de 1989.

(Decreto 2935 de 2002, Art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.74. ***Solicitudes de ACPM por parte de los distribuidores mayoristas.*** Las solicitudes de Acpm que los distribuidores mayoristas hagan a ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces con destino a los Grandes Consumidores No Intermediarios de Acpm serán individuales y particulares para cada caso y su facturación se hará de manera independiente.

(Decreto 2935 de 2002, art. 4°)

DEL REFINADOR.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.75. ***Autorización ejercer la actividad de refinación de combustibles líquidos derivados del petróleo.*** Para ejercer la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano el interesado deberá obtener autorización del Ministerio de Minas y Energía, para lo cual, previamente, deberá acreditar o cumplir los siguientes requisitos:

1. Licencia de construcción y permisos y/o autorizaciones ambientales correspondientes, expedidos para la respectiva refinería, por las autoridades competentes, si estas así lo requieren.

2. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

3. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales- expedido por la Cámara de Comercio respectiva con no más de tres (3) meses de antelación, en el que conste que dentro de su objeto social se encuentra la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo.

4. Memoria técnica que incluya la descripción de la refinería, ubicación, capacidad, especificaciones de calidad de los productos a producir, el monto de las inversiones, tipo y procedencia del hidrocarburo en la carga a la refinería y el volumen de producción de cada uno de los productos.
5. Certificado de conformidad de las instalaciones de la refinería, emitido por un organismo de certificación acreditado, para el caso donde este aplique, siempre y cuando existan reglamentos técnicos sobre el particular.

6. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual a que hace referencia el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada las instalaciones de la refinería sobre la cual versa la respectiva solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago, en los montos establecidos

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía revisará la documentación allegada, dentro del plazo de sesenta (60) días contados desde la fecha de radicación. En caso de que dicha autoridad formule observaciones, el interesado contará con un término hasta de treinta (30) días para aclarar o adicionar la información.

Presentadas las anteriores aclaraciones o adiciones por parte del interesado, el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución, autorizará la operación de la refinería, en un plazo máximo de treinta (30) días. En caso contrario, no le será concedida dicha autorización, hasta tanto no se dé cumplimiento de los requisitos exigidos en el presente artículo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 5°; numeral 4° modificado por el decreto 1717 de 2008, art. 5°; numeral 7° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°, parágrafo ha perdido vigencia.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.76. ***Obligaciones del refinador.*** Todo refinador además de sujetarse a las normas vigentes, deberá cumplir las siguientes obligaciones:

1. Mantener una prestación regular del servicio.

2. Mantener vigente el certificado de calibración del instrumento patrón para la calibración de las unidades de medida para la entrega de combustibles líquidos derivados del petróleo, emitido por un laboratorio de metrología acreditado.

3. Mantener vigente la póliza de responsabilidad civil extracontractual de la refinería de combustibles líquidos derivados del petróleo que posea o utilice, en los términos establecidos en el presente decreto.

4. Informar a la autoridad de regulación, control y vigilancia, previamente al inicio de las obras, cualquier ampliación o modificación de la refinería.

5. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de sus funciones.

6. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía

7. Deberá realizar suministros a los agentes autorizados en el numeral siguiente que cuenten con instalaciones que reúnan las condiciones técnicas, de seguridad y ambientales establecidas; para el efecto, podrá exigir los permisos y autorizaciones que acrediten el cumplimiento de la

normatividad sobre instalaciones, seguridad industrial y ambientales aplicable, quedando en caso de obtenerlos, liberado de responsabilidad por este concepto. La responsabilidad por los suministros realizados a instalaciones no aptas para recibirlos recaerá en el refinador.

8. El refinador solamente podrá distribuir los combustibles líquidos derivados del petróleo que produzca a otro refinador, al distribuidor mayorista, al distribuidor minorista a través de estación de servicio de aviación y marítima, al gran consumidor con instalación fija que consuma Acpm en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes y al gran consumidor con instalación fija que consuma combustibles para quemadores industriales (combustóleos - fuel oil), y/o gasolina natural - nafta.

   Los despachos de combustibles para quemadores industriales y/o Avigas, podrán ser entregados por el refinador directamente a las instalaciones del gran consumidor con instalación fija y/o estación de servicio de aviación, respectivamente, o a través del distribuidor mayorista y/o distribuidor minorista para estación de servicio de aviación. En todo caso y para estas dos condiciones el margen del mayorista y/o de la estación de servicio de aviación será regulado por el Ministerio de Minas y Energía

9. Abstenerse de despachar los combustibles líquidos derivados del petróleo a carrotanques que no cumplan los requisitos exigidos en la sección "Transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera" del Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

10. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en las Leyes 155 de 1959 y 256 de 1996, y demás normas reglamentarias concordantes.

11. Tener y hacer cumplir un reglamento interno de seguridad, el cual detalle las acciones necesarias que deban desarrollarse frente a las distintas posibilidades de accidentes. Para el efecto, deberá brindar la capacitación necesaria para que el personal a su cargo se encuentre instruido en la ejecución de estos procedimientos.

12. Llevar y mantener registros detallados sobre las especificaciones y características de los combustibles líquidos derivados del petróleo producidos, para verificación por parte de la autoridad de regulación, control y vigilancia o cualquier otra autoridad competente.

13. Entregar a sus clientes los certificados de calidad y cantidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo producidos y despachados, sobre el cumplimiento de los requisitos de calidad y de marcación establecidos en los reglamentos técnicos y en el presente decreto.

14. Despachar sus productos con la guía única de transporte y certificado de marcación, para aquellos que lo requieran.

15. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

(Decreto 4299 de 2005, art. 6°; numerales 2, 7 y 9 modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 6°; numeral 4° derogado por el decreto 1333 de 20007, art. 4°)

DEL IMPORTADOR.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.77. ***Autorización para ejercer la actividad de importación.*** Toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en importar combustibles líquidos derivados del petróleo para consumo o distribución dentro del territorio nacional, deberá obtener previamente al ejercicio de dicha actividad, autorización del Ministerio de Minas y Energía para lo cual deberá presentar los siguientes documentos:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales- expedido por la respectiva Cámara de Comercio con no más de tres (3) meses de antelación, en el que conste que dentro de su objeto social se encuentra la actividad de importación de combustibles líquidos derivados del petróleo.

3. Documento en donde se indique: Nombre o razón social del importador, dirección comercial, ciudad, teléfono, fax, correo electrónico, origen, tipo y volumen del combustible a importar, medio de transporte a utilizar en la importación.

4. Copia del contrato de almacenamiento que suscriba para el recibo del combustible a importar.

5. Copia del contrato o acuerdo suscrito con el agente de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo que distribuirá o consumirá el combustible importado.

Parágrafo. El importador podrá suscribir contratos o acuerdos para distribuir o consumir el combustible líquido derivado del petróleo importado con el refinador, el distribuidor mayorista, el distribuidor minorista, a través de estación de servicio de aviación y marítima, el gran consumidor con instalación fija que consuma ACPM en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes y el gran consumidor que consuma combustible para quemadores industriales (combustóleos - fuel oil).

(Decreto 4299 de 2005, art. 7, numeral 4° derogado por el decreto 1333 de 2007, art. 4°, parágrafo modificado por el decreto 1333 de 2007, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.78. ***Visto bueno para la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo.*** De acuerdo con la anterior documentación, el Ministerio de Minas y Energía comunicará por escrito al importador la negación o autorización de la importación de los combustibles líquidos derivados del petróleo dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al

recibo completo de la información. En caso de ser autorizada, para que los combustibles se puedan consumir, distribuir o comercializar en el territorio nacional, dicha entidad deberá otorgar el Visto Bueno respectivo al registro de importación, para que se continúe de conformidad con los procedimientos establecidos en materia de comercio exterior.

(Decreto 4299 de 2005, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.79. ***Especificaciones de calidad del combustible importado***. Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se importen al territorio nacional, deberán contar con un certificado de conformidad expedido por un organismo certificador acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos de calidad establecidos en la normatividad aplicable. Dicho certificado deberá ser presentado por el importador, ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, como documento soporte de la declaración de importación del producto.

Parágrafo 1°. Cuando se pretenda importar combustibles líquidos derivados del petróleo sobre los cuales no se hayan establecido especificaciones mínimas de calidad, el importador deberá solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía, informando la necesidad de dicho combustible, las especificaciones de calidad, la destinación que tendrá, los procesos en que se usará y los volúmenes que importará.

En caso de que dicha autoridad encuentre procedente la importación de esta clase de combustibles, establecerá antes de la importación al país, los correspondientes requisitos técnicos a cumplir y comunicará al interesado para que continúe con el procedimiento señalado en la presente subsección.

Parágrafo 2°. En caso de que el organismo de certificación acreditado no expida el certificado de conformidad del producto, este deberá ser reembarcado.

(Decreto 4299 de 2005, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.80. ***Obligaciones del importador.*** Todo importador de combustibles líquidos derivados del petróleo deberá cumplir, además de las obligaciones establecidas en los anteriores artículos, las siguientes:

1. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de sus funciones.

2. Cumplir el procedimiento respecto de la marcación de combustibles establecido en la subsección "Marcación de combustibles líquidos derivados del Petróleo" del presente Decreto, o aquellas normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

3. Abstenerse de despachar los combustibles líquidos derivados del petróleo a carrotanques que no cumplan los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Unico del Sector Transporte, sección "Transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera" o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

4. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la Leyes 155 de 1959 y 256 de 1996, y demás normas reglamentarias concordantes.

5. Tener y hacer cumplir un reglamento interno de seguridad, el cual detalle las acciones necesarias que deban desarrollarse frente a las distintas posibilidades de accidentes. Para el efecto, deberá brindar la capacitación necesaria para que el personal a su cargo se encuentre instruido en la ejecución de estos procedimientos.

6. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía

7. Mantener por el término de seis (6) meses, a disposición del Ministerio de Minas y Energía u otra autoridad competente, las muestras de los combustibles importados, con sus respectivos certificados de conformidad expedidos por el organismo de certificación acreditado.

8. Entregar a sus clientes los certificados de conformidad de calidad y cantidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo importados.

9. Suministrar la guía única de transporte a cada uno de los agentes autorizados, en los términos señalados en el presente decreto.

10. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

(Decreto 4299 de 2005, art. 11, numeral 3° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°; numeral 7 modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 7°)

DEL ALMACENADOR

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.81. ***Autorización para ejercer la actividad de almacenador.*** Toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en ejercer la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano deberá obtener previamente autorización del Ministerio de Minas y Energía, para lo cual deberá presentar los siguientes documentos:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales- expedido por la Cámara de Comercio con no más de tres (3) meses de antelación, en el que conste que dentro de su objeto social se encuentra la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo.

3. Certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el

reglamento técnico expedido por la autoridad competente, respecto de la planta de abastecimiento sobre la cual versa la solicitud que se tramita.

4. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual a que hace referencia el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada la planta de abastecimiento sobre la cual versa la respectiva solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago, en los montos establecidos.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía revisará la anterior documentación, dentro del plazo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud. En caso de que dicha autoridad formule observaciones, el interesado contará con un término de hasta quince (15) días para aclarar o adicionar la información.

Presentadas las aclaraciones correspondientes por parte del interesado el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución y en un plazo no mayor a treinta (30) días emitirá la autorización para actuar como almacenador de combustibles líquidos derivados del petróleo.

En el evento en que no se absuelvan dentro del término establecido las observaciones formuladas, se rechazará la solicitud.

(Decreto 4299 de 2005, art.12, numeral 4° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.82. ***Obligaciones del almacenador.*** El almacenador deberá cumplir con todas las normas vigentes en materia de hidrocarburos, en especial las siguientes:

1. Mantener una prestación regular del servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo.

2. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de sus funciones.

3. Atender y ejercer las acciones correctivas formuladas por las autoridades competentes, relacionadas con el debido mantenimiento, limpieza, presentación, preservación del medio ambiente y seguridad, en sus instalaciones, tanques, tuberías, equipos y demás accesorios, conservando las mejores condiciones para la prestación de un eficiente servicio al público.

4. Mantener vigentes los certificados de calibración de las unidades de medida para la entrega de los combustibles líquidos derivados del petróleo, emitidas por un laboratorio de metrología acreditado.

5. Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la planta de abastecimiento, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes. El certificado

de conformidad se deberá renovar como mínimo cada cinco (5) años y cada vez que se realice una modificación o ampliación de la planta.

6. Obtener y/o mantener vigentes los permisos, licencias o autorizaciones expedidas por las alcaldías, las curadurías urbanas y las autoridades ambientales competentes, según corresponda.

7. Mantener vigente la póliza de responsabilidad civil extracontractual de la planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo que posea o utilice, en los términos establecidos en el presente decreto.

8. Prestar el servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo a la persona natural o jurídica que lo requiera para actuar como agente importador, refinador, distribuidor mayorista, distribuidor minorista a través de estación de servicio de aviación o marítima, el gran consumidor con instalación fija que consuma Acpm en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes y el gran consumidor que requiera el uso de combustibles para quemadores industriales (combustóleos - fuel oil). Para este efecto, se requerirá autorización del Ministerio de Minas y Energía, previa presentación del respectivo contrato.

9. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

10. Abstenerse de consumir o comercializar los combustibles que almacene.

11. Abstenerse de recibir y/o despachar los combustibles líquidos derivados del petróleo a carrotanques que no cumplan los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección "Transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera", o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

12. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la Leyes 155 de 1959, 256 de 1996, y demás normas reglamentarias concordantes.

13. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

(Decreto 4299 de 2005, art. 13, numeral 4° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°; numeral 9° modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 9; modificado de nuevo por el decreto 1717 de 2008, art. 9; numeral 10° modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 8°).

DEL DISTRIBUIDOR MAYORISTA

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.83. ***Requisitos para ejercer la actividad de distribuidor mayorista.*** Toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en ejercer la actividad de distribuidor mayorista de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano deberá obtener,

previamente, autorización del Ministerio de Minas y Energía para lo cual deberá presentar los siguientes documentos:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, de ser el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales- expedido por la respectiva Cámara de Comercio con no más de tres (3) meses de antelación, en el que conste que dentro de su actividad principal se encuentra la distribución mayorista de combustibles líquidos derivados del petróleo.

3. Certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico emitido por la autoridad competente, de la planta de abastecimiento sobre la cual versa la solicitud que se tramita.

4. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, en los términos establecidos en el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada la planta de abastecimiento sobre la cual versa la respectiva solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago, en los montos establecidos.

5. Demostrar que tiene asegurada la fuente de suministro necesaria para el abastecimiento que proyecta realizar.

6. Demostrar que en la planta o plantas de abastecimiento que tiene a su cargo ha realizado despachos, mediante contratos o acuerdos comerciales, de combustibles líquidos derivados del petróleo en volúmenes superiores a dos millones seiscientos mil (2.600.000) galones al mes, de los cuales el setenta por ciento (70%) como mínimo debe corresponder a despachos realizados a distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio automotriz y/o fluvial que cuenten con su marca.

Parágrafo 1°. Dada su ubicación geográfica y/o la limitada demanda de combustibles en el área de influencia que atienden, las plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, actualmente existentes en los municipios de San Andrés (Archipiélago de San Andrés); Florencia (Caquetá); San José del Guaviare (Guaviare); Buenaventura (Valle del Cauca) y Turbo (Antioquia), deberán demostrar que han celebrado contratos o acuerdos comerciales de combustibles líquidos derivados del petróleo con distribuidores minoristas o grandes consumidores, quedando exceptuados del cumplimiento del volumen señalado en el numeral 7 del presente artículo. En igual sentido quedan exceptuados del cumplimiento de la señalada obligación, las plantas de abastecimiento actualmente existentes y las que se construyan en los municipios ubicados en los departamentos fronterizos del territorio nacional, al igual que las que se construyan para distribuir exclusivamente combustibles para quemadores industriales

Parágrafo 2°. Para iniciar operaciones el distribuidor mayorista deberá contar como mínimo con una planta de abastecimiento, con una capacidad de

almacenamiento de por lo menos el 30% del volumen mensual señalado en el numeral 7 de este artículo.

El distribuidor mayorista dispondrá de un plazo de doce (12) meses contados a partir de la fecha de autorización para cumplir con la obligación de distribuir el volumen señalado en el numeral 7 del presente artículo, los cuales deberán estar justificados mediante contratos o acuerdos comerciales. Una vez vencido dicho plazo sin que se haya dado cumplimiento se sancionará con multa de conformidad con el procedimiento establecido en la ley, y de allí en adelante cada semestre se entrará a revisar dicho cumplimiento.

En los sucesivos semestres primero, segundo, tercero, cuarto y siguientes, el distribuidor mayorista que no haya dado cumplimiento a la obligación señalada en el inciso primero de este parágrafo, deberá girar al Tesoro Nacional el valor que resulte de aplicar la siguiente ecuación, para lo cual la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía expedirá el acto administrativo correspondiente:

$$\{((1.820.000 - Vdm) + (780.000 - Voa)) * No * Fm * Ts\}$$

Vdm = Es el volumen en galones mensual de despachos suscritos con distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio automotriz y/o fluvial, y el cual se calcula de acuerdo con el promedio de despachos mensuales de los últimos seis meses anteriores al cálculo. En el evento que Vdm sea mayor a 1.820.000 entonces Vdm será igual a 1.820.000.

Voa = Es el valor positivo que resulte de la diferencia entre los despachos totales del distribuidor mayorista y 1.820.000. En el evento que Voa sea mayor a 780.000 entonces Voa será igual a 780.000.

No = Margen base del distribuidor mayorista. Para efectos de este cálculo se tomará el valor promedio de los últimos seis meses anteriores al cálculo correspondiente al margen máximo reconocido por el Ministerio de Minas y Energía a favor del distribuidor mayorista por las ventas de gasolina motor corriente.

Fm = Factor de margen que se verá afectado. Se establecerá para el primer semestre de cálculo en 0.1, para el segundo semestre en 0.2, para el tercer semestre en 0.3, para el cuarto semestre y sucesivos en 0.4.

Ts = 6, que equivale a los seis (6) meses correspondiente al semestre de cálculo

Parágrafo 3°. En el evento que un distribuidor mayorista tenga a su cargo más de una planta de abastecimiento, deberá cumplir lo establecido en el artículo 2.2.1.1.2.3.95 del presente Decreto

Parágrafo 4°. El Ministerio de Minas y Energía revisará la anterior documentación, dentro del plazo de treinta (30) días contados desde la fecha de radicación de aquella. En caso de que dicha entidad formule observaciones, el interesado contará con un término hasta de quince (15) días para aclarar o adicionar la información.
Presentadas las aclaraciones correspondientes por parte del interesado, el Ministerio de Minas y Energía, en un término de treinta (30) días, mediante

resolución, emitirá la correspondiente autorización para operar como distribuidor mayorista.

En el evento en que no se absuelvan dentro del término establecido las observaciones formuladas, se rechazará la solicitud.

Parágrafo 5°. En todos aquellos casos relacionados con lo señalado en el parágrafo 5º del artículo 2.2.1.1.2.2.3.90. del presente decreto, los distribuidores mayoristas podrán aplicar las excepciones y plazos señalados en el mismo, es decir continuar con la venta durante los plazos establecidos a los actores señalados en el respectivo parágrafo.

(Decreto 4299 de 2005 art. 14°, numeral 7 modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 10; Parágrafo 2° modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 11°; parágrafo 1 modificado por el Decreto 1333 de 2007, artículo 11; parágrafo 3° modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.84. ***Obligaciones del distribuidor mayorista.*** El distribuidor mayorista tiene las siguientes obligaciones:

1. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de sus funciones.

2. Garantizar un suministro de carácter regular y estable de los combustibles con las personas con las que tenga un contrato o acuerdo comercial, salvo interrupción justificada del suministro".

3. Almacenar los combustibles líquidos derivados del petróleo en la planta de abastecimiento propia o arrendada, previo a su distribución. Se exceptúan los combustibles para quemadores industriales y/o Avigas, según lo señalado en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.76. del presente Decreto.

4. En el caso de entregas a plantas de otros distribuidores mayoristas, lo cual no aplica para entregas entre dos o varios distribuidores que comparten una misma planta, el producto deberá destinarse exclusivamente a las mismas, de tal forma que el producto se almacene previamente a su distribución, de acuerdo con lo señalado en el numeral 3, ibídem.

5. En el contrato o acuerdo comercial que se suscriba, el distribuidor mayorista deberá incluir una cláusula de compromiso que faculte al distribuidor minorista a través de estación de servicio automotriz y fluvial para exhibir su marca comercial, con el fin de autorizar a aquel para exigir de éste el cumplimiento de estándares de seguridad y de calidad en la prestación del servicio

6. Atender y ejercer las acciones correctivas para el debido mantenimiento, limpieza, presentación, preservación del medio ambiente y seguridad en sus instalaciones, tanques, tuberías, equipos y demás accesorios, formuladas por las autoridades competentes, conservando las mejores condiciones para la prestación de un eficiente servicio al público.

7. Suministrar combustibles únicamente al distribuidor mayorista, al gran consumidor y al distribuidor minorista, que cuenten con autorización del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue. Así mismo se le autoriza la distribución de combustibles directamente a las embarcaciones, en aquellos casos en que las plantas de abastecimiento cuenten con muelles. La responsabilidad por los suministros realizados a dichas personas, corresponderá al distribuidor mayorista quien para el efecto podrá exigir los permisos y autorizaciones que acrediten el cumplimiento de la normatividad vigente, quedando en caso de obtenerlos, liberado de responsabilidad al respecto.

8. Abstenerse de vender combustibles líquidos derivados del petróleo a aquellos agentes de la cadena con los cuales no se tenga un contrato o acuerdo comercial y, adicionalmente, con aquellos distribuidores minoristas a través de estación de servicio automotriz y fluvial que no tengan exhibida su marca comercial.

9. Mantener vigente el certificado de calibración del instrumento patrón para la calibración de las unidades de medida para la entrega de combustibles líquidos derivados del petróleo, emitido por un laboratorio de metrología acreditado.

10. Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la planta de abastecimiento que posea o utilice, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes. Los certificados de conformidad se deberán renovar como mínimo cada cinco (5) años o cada vez que se realice una modificación o ampliación a la planta.

11. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía

12. Enviar al Ministerio de Minas y Energía durante los primeros diez (10) días del mes de enero de cada año, un informe de la capacidad de almacenamiento comercial de cada una de las plantas de abastecimiento que posea o utilice, relacionando:

    i) Numeración del tanque;

    ii) Capacidad nominal del tanque;

    iii) Tipo de producto almacenado;

    iv) Fecha de calibración del tanque, y

    v) Organismo certificador de la medición en los formatos, mecanismos y procedimientos que este diseñe para tal fin.

13. Abstenerse de despachar los combustibles líquidos derivados del petróleo a carrotanques que no cumplan los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección "Transporte terrestre

de mercancías peligrosas por carretera", o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

14. Obtener y/o mantener vigentes los permisos, licencias o autorizaciones expedidas por las alcaldías, las curadurías urbanas y las autoridades ambientales competentes, para las plantas de abastecimiento según corresponda.

15. Mantener vigente la póliza de responsabilidad civil extracontractual, en los términos establecidos en el presente decreto, de la planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo que posea.

16. Cumplir el procedimiento de aditivación de los combustibles líquidos derivados del petróleo establecido en la Resolución 80155 de 1999 del Ministerio de Minas y Energía, o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

17. Suministrar la guía única de transporte por cada uno de los despachos que efectúe, en los términos señalados en el presente decreto

18. Disponer de instalaciones adecuadas en relación con la capacidad de almacenamiento comercial de conformidad con lo establecido en el presente decreto.

19. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la Leyes 155 de 1959 y 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992 y demás normas concordantes.

20. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

21. El Distribuidor Mayorista está obligado a pagar la sobretasa en los municipios reportados por el Distribuidor Minorista, quien a su vez deberá informar el destino final de los combustibles al momento de la facturación.

(Decreto 4299 de 2005, art. 15°, numerales 2, 5 y 18 modificados por el Decreto 1333 de 2007 art. 14; numerales 3, 8, 9, 10 y 12 modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 12)

DEL TRANSPORTADOR.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.85. ***Medios de transporte.*** El transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo se podrá realizar a través de los siguientes medios:

i) Terrestre;

ii) Poliductos;
iii) Marítimo;

iv) Fluvial;

v) Férreo, y

vi) Aéreo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 16)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.86. ***Transporte terrestre.*** El transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo que se movilice por vía terrestre, solo podrá ser prestado en vehículos con carrocería tipo tanque. El transportador deberá cumplir con los requisitos establecidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección "Transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera" o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan. Asimismo, deberá portar la guía única de transporte, de conformidad con lo establecido en el presente decreto.

Parágrafo 1°. Los agentes de la cadena de distribución que requieran transportar combustibles líquidos derivados del petróleo deberán contratar el servicio a través de una empresa de servicio público de transporte terrestre automotor de carga debidamente habilitada por el Ministerio de Transporte, en caso de que dicho transporte se realice en vehículos de terceros.

Si el transporte se realiza en vehículos de propiedad del mismo agente de la cadena, este sumirá la responsabilidad del transporte y deberá cumplir con la normatividad vigente en la materia.

Parágrafo 2°. Solo los vehículos que porten el original y copia de la guía única de transporte debidamente diligenciada podrán transportar combustibles líquidos derivados del petróleo por las carreteras nacionales. La Fuerza Pública y demás autoridades que ejerzan funciones de policía judicial deberán solicitar al transportador de dichos combustibles la guía única de transporte para estos productos. En el evento de que no la porten deberán inmovilizar inmediatamente los vehículos y ponerlos a disposición de las autoridades judiciales competentes.

Parágrafo 3°. Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo que transporten productos por vía terrestre deberán mantener a disposición del Ministerio de Minas y Energía, del Ministerio de Transporte, de la Fuerza Pública y demás autoridades una relación de los vehículos utilizados para esta actividad.

Parágrafo 4°. Todo vehículo que transporte combustibles líquidos derivados del petróleo debe ser de carrocería tipo tanque y deberá mantener vigente una póliza de responsabilidad civil extracontractual en los términos establecidos en el presente decreto.

Parágrafo 5°. Autorízase en los municipios del territorio colombiano y sin perjuicio de las autorizaciones y competencias de otras autoridades, el transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo en máximo cuatro (4) recipientes de cincuenta y cinco (55) galones, los cuales deberán estar sellados de manera que a temperaturas normales no permitan el escape de líquido ni vapor, con destino exclusivo al sector agrícola, industrial y comercial. El volumen de combustible almacenado en dichos recipientes no podrá exceder los doscientos veinte (220)

galones y podrá adquirirse hasta un máximo de 8.000 galones/mes, en una estación de servicio automotriz o fluvial, sin que pueda ser trasladado a otra jurisdicción municipal diferente a donde se compró, salvo en el evento en que no exista en un municipio determinado estación de servicio, caso en el cual se autoriza la venta, previa notificación del distribuidor minorista al mayorista para efectos del giro de la sobretasa respectiva.

Para los efectos señalados en el inciso anterior, el respectivo alcalde municipal certificará la imposibilidad de efectuar el abastecimiento por medio de los agentes y procedimientos definidos en el presente decreto y que ameriten utilizar esta figura de excepción.

En tal sentido, la estación de servicio que lo provea deberá enviar a las autoridades de control respectivas como al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos copia de dicha certificación; así mismo, deberá entregar una copia al transportador. La certificación deberá incluir los usuarios autorizados para desarrollar tal actividad y se deberá mantener actualizada.

El vehículo que se utilice para realizar dicha actividad, no podrá transportar simultáneamente personas, animales, medicamentos o alimentos destinados al consumo humano o animal.

Corresponde al alcalde municipal tomar las medidas necesarias que conduzcan a la verificación del cumplimiento de lo dispuesto en este parágrafo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 17, parágrafo 5° adicionado por el decreto 2165 de 2006, art. 1°, modificado de nuevo por el Decreto 1333 de 2007, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.87. ***Transporte en zonas especiales.*** El transportador de combustibles líquidos derivados del petróleo en zonas de frontera deberá cumplir con lo estipulado en la Ley 681 de 2001, modificada por las Leyes 1430 de 2010 y 1607 de 2012, la subsección "Distribución de combustibles líquidos en zonas de frontera" del presente Decreto en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Parágrafo. Los carrotanques destinados al transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo en los municipios definidos como zona de frontera, de control por el Consejo Nacional de Estupefacientes y los ubicados en el Magdalena Medio señalados para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía, deberán utilizar sellos electrónicos de seguridad que posean sistemas de consulta centralizada de eventos de apertura y cerrado de cada precinto. Dichos sellos deberán estar instalados en cada uno de los puntos de ingreso y salida de combustible del carrotanque, los cuales solamente podrán ser abiertos durante la carga o descarga del producto. Además de lo anterior, deberán disponer de un Sistema Geoposicionador Global - GPS con consulta centralizada de ubicación del vehículo en tiempo real. El Ministerio de Minas y Energía señalará mediante resolución los procedimientos y mecanismos que se requieran para el efecto.

(Decreto 4299 de 2005 art. 18, parágrafo modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 16.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.88. ***Transporte por poliducto.*** La actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo por poliducto, se regirá por el reglamento de transporte que para el efecto expida el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 4299 de 2005 art. 19)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.89. ***Transporte marítimo, fluvial, férreo y aéreo.*** El transporte marítimo, fluvial, férreo y aéreo se regirá por las normas comerciales y las demás que expidan las autoridades competentes.

Parágrafo. Las embarcaciones que transporten combustibles líquidos derivados del petróleo que se movilicen por vía marítima o fluvial deberán portar la guía única de transporte. Dicha guía deberá ser solicitada por la Fuerza Pública y demás autoridades que ejerzan funciones de policía judicial. En el evento en que no la porten se inmovilizarán inmediatamente las embarcaciones de transporte y se pondrán a disposición de las autoridades judiciales competentes.

(Decreto 4299 de 2005 art. 20)

DEL DISTRIBUIDOR MINORISTA.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.90. ***Autorización para ejercer la actividad de distribuidor minorista.*** Toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en ejercer la actividad de distribuidor minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano, a través de una estación de servicio (automotriz, de aviación, fluvial o marítima) o como comercializador industrial, deberá obtener, previamente, autorización del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue, para lo cual deberá presentar los siguientes documentos:

A. Estación de servicio automotriz:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales-, expedidos con una antelación no superior a tres (3) meses por la respectiva Cámara de Comercio, en el que conste que la actividad a desarrollar dentro de la distribución minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo es a través de una estación de servicio automotriz.

3. Licencia de construcción y permisos y/o autorizaciones ambientales correspondientes, expedidos para la respectiva estación de servicio por las autoridades competentes si estas así lo requieren.

4. Concepto técnico de ubicación del Instituto Nacional de Vías (Invías) o de la Agencia Nacional de Infraestructura, según se trate de vías no concesionadas o de vías concesionadas, respectivamente, en caso de que la estación de servicio se ubique en carreteras a cargo de la Nación, para lo cual deberá presentar ante la entidad que corresponda la petición, de

acuerdo con el formato previamente diseñado por el Ministerio de Transporte, con el plano de localización en planta general de la estación de servicio, a escala 1:250.

5. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, expedida en los términos establecidos en el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago de la prima, en los montos establecidos.

6. Certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes, de la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud que se tramita.

7. Demostrar que ha celebrado contrato de combustibles líquidos derivados del petróleo con un distribuidor mayorista, excepto cuando el solicitante sea también distribuidor mayorista.

8. Adjuntar el Registro Único Tributario "RUT", en cumplimiento del artículo 555-2 del Estatuto Tributario, reglamentado a través del Decreto 2788 del 31 de agosto de 2004, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.

B. Estación de servicio de aviación:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales-, expedidos con una antelación no superior a tres (3) meses por la respectiva Cámara de Comercio, en el que conste que la actividad a desarrollar dentro de la distribución minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo es a través de una estación de servicio de aviación.

3. Autorizaciones y/o permisos ambientales correspondientes, expedidos para la respectiva estación de servicio por las autoridades competentes si estas así lo requieren.

4. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, expedida en los términos establecidos en el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago, en los montos establecidos.

5. Certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes, de la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud que se tramita.

6. Copia de las demás licencias requeridas para la operación incluyendo los permisos de la Aeronáutica Civil.

7. Adjuntar el Registro Único Tributario "RUT", en cumplimiento del artículo 555-2 del Estatuto Tributario, reglamentado a través del Decreto 2788 del 31 de agosto de 2004, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.

C. **Estación de servicio marítima y fluvial:**

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros al momento de su constitución y composición accionaria de la empresa, según el caso.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales-, expedidos con una antelación no superior a tres (3) meses por la respectiva Cámara de Comercio, en el que conste que la actividad a desarrollar dentro de la distribución minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo es a través de una estación de servicio marítima o fluvial según corresponda.

3. Autorizaciones y/o permisos ambientales correspondientes, expedidos para la respectiva estación de servicio por las autoridades competentes si estas así lo requieren.

4. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, expedida en los términos establecidos en el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago, en los montos establecidos.

5. Certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes, de la estación de servicio sobre la cual versa la solicitud que se tramita.

6. Certificado de navegabilidad y de operaciones para combustibles, de arqueo, de inspección naval, de inspección de casco, de inspección del equipo contra incendio, de inspección anual, de matrícula para el artefacto naval, patente de navegación, expedido por Dimar, en donde sea aplicable.

7. Certificado de inspección y registro de la Capitanía de Puerto cuando se requiera.

8. Adjuntar el Registro Único Tributario "RUT", en cumplimiento del artículo 555-2 del Estatuto Tributario, reglamentado a través del Decreto 2788 del 31 de agosto de 2004, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.
9. Para el caso de la estación de servicio fluvial, demostrar que ha celebrado contrato de combustibles líquidos derivados del petróleo con un distribuidor mayorista, excepto cuando el solicitante sea también distribuidor mayorista.

D. Comercializador Industrial:

1. Copia de los estatutos sociales, estados financieros y composición accionaria, según el caso. Para el efecto deberá acreditar activos por valor mínimo de mil quinientas (1.500) unidades de salario mínimo legal mensual vigente.

2. Certificado de existencia y representación legal -para personas jurídicas- o registro mercantil -para personas naturales-, expedido con antelación no superior a tres (3) meses por la respectiva Cámara de Comercio, en el que conste que la actividad a desarrollar dentro de la distribución minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo es la de comercializador industrial.

3. Información detallada de la infraestructura de transporte a través de la cual desarrollará su actividad, anexando, para el caso de los vehículos carrocería tipo tanque, la licencia de tránsito y el registro nacional de transporte de combustible, y para las barcazas las autorizaciones emitidas por la autoridad competente para dicho tipo de transporte. En este sentido, deberá demostrar la propiedad, como mínimo, de un vehículo de carrocería tipo tanque o barcaza. Si la actividad se desarrolla a través de vehículos de empresas de servicio público de transporte de carga, se deberá allegar copia del documento que demuestre la relación contractual.

4. Copia de la póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, expedida en los términos establecidos en el presente decreto, de cada uno de los medios de transporte sobre los cuales versa la solicitud. Para el caso de las barcazas el monto de dicha póliza debe corresponder a dos mil (2.000) unidades de salarios mínimos legales mensuales vigentes. Las pólizas deberán acompañarse del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago.

5. Demostrar que ha celebrado contrato de combustibles líquidos derivados del petróleo con un distribuidor mayorista o distribuidor minorista a través de una estación de servicio de aviación. Dicha información deberá ser actualizada con carácter obligatorio cada vez que exista un cambio sobre el particular.

6. Para cada uno de los consumidores finales y para el gran consumidor sin instalación a los cuales le provea combustibles, deberá allegar un contrato o acuerdo comercial, en el cual se indique el volumen y el uso del mismo.

7. Adjuntar el Registro Único Tributario "RUT", en cumplimiento del artículo 555-2 del Estatuto Tributario, reglamentado a través del Decreto 2788 del 31 de agosto de 2004, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.

Parágrafo 1°. Corresponderá a las alcaldías o curadurías urbanas, dentro del territorio de su jurisdicción, otorgar licencia de construcción para las estaciones de servicio en los aspectos urbanísticos, arquitectónicos y estructurales, de conformidad con la legislación vigente.

Parágrafo 2°. El Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue revisará la documentación a fin de verificar el cumplimiento de los anteriores requisitos, dentro del plazo de treinta (30) días, contados desde la fecha de radicación. En caso de que dicha autoridad formule observaciones el interesado contará con un término hasta de quince (15) días para aclarar o adicionar la información.

Presentadas las aclaraciones correspondientes por parte del interesado, el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue, mediante resolución, expedirá la autorización para operar como distribuidor minorista, de acuerdo con la clase de estación de servicio que se tramita.

En el evento en que no se absuelvan dentro del término establecido las observaciones formuladas, se rechazará dicha solicitud.

Parágrafo 3°. El comercializador industrial únicamente podrá distribuir combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final que consuma un volumen igual o menor a veinte mil (20.000) galones al mes, al gran consumidor sin instalación y a la estación de servicio de aviación de propiedad de las Fuerzas Militares

Parágrafo 4°. Únicamente el comercializador industrial que cuente con autorización del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue, podrá operar como tal y solo podrá abastecerse de un solo distribuidor mayorista para lo cual deberá presentar dicha autorización.

Parágrafo 5°. El comercializador industrial en caso de realizar la distribución en vehículos de terceros, lo debe hacer a través de una empresa de servicio público de transporte terrestre automotor de carga legalmente constituida y debidamente habilitada ante el Ministerio de Transporte. No obstante lo anterior, en cualquier caso será responsable de la operación y debe cumplir con las normas vigentes en la materia.

Parágrafo 6. El distribuidor minorista a través de estación de servicio privada, no está obligado a incluir dentro de su objeto social la distribución minorista de combustibles líquidos a través de una estación de servicio. Así mismo, se acepta la licencia de uso industrial del suelo que haya tramitado para el desarrollo de su objeto social.

(Decreto 4299 de 2005, art. 21 numeral 4° literal a), modificado por el Decreto 4915 de 2011, art 1°; numerales 3° del literal d) y 6° de los literales a), b) y c) derogados por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°; Parágrafos 3 y 5° les fueron ampliados sus plazos de vigencia por el Decreto 1606 de 2006, arts. 1, 2 y 3 sin embargo aún esas ampliaciones de plazo ya expiraron; numeral 10 literal c) adicionado por el Decreto 1333 de 2007, art. 17; numerales 1, 4, 5 y 7 modificados por el Decreto 1333 de 2007, art. 18; numerales 4, 5 y 6 modificados de nuevo por el decreto 1717 de 2008, art. 13; parágrafo 7 modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 19; posteriormente modificado por el Decreto 1717 de 2008, art. 14; parágrafo 11 adicionado por el Decreto 1717 de 2008, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.91. ***Obligaciones de los distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio.*** El distribuidor minorista a través de estaciones de servicio, tiene las siguientes obligaciones, según corresponda:

1. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía o a la autoridad en quien este delegue, para el cumplimiento de sus funciones.

2. Mantener vigentes los permisos, licencias o autorizaciones expedidas por las alcaldías, las curadurías urbanas y las autoridades ambientales competentes, de acuerdo con el tipo de estación de servicio.

3. Mantener vigente la póliza de responsabilidad civil extracontractual en los términos establecidos en el presente decreto.

4. Garantizar un suministro de carácter regular y estable a los consumidores finales con los que mantenga una relación mercantil vinculante, sea cual fuere la forma de la misma, salvo interrupción justificada del suministro.

5. Atender y ejercer las acciones correctivas relacionadas con el debido mantenimiento, limpieza, presentación, preservación del medio ambiente y seguridad, en sus instalaciones, tanques, tuberías, equipos y demás accesorios, formuladas por las autoridades competentes, conservando las mejores condiciones para la prestación de un eficiente servicio al público.

6. Mantener vigente el certificado de calibración del instrumento patrón para la calibración de las unidades de medida para la entrega de combustibles líquidos derivados del petróleo, emitido por un laboratorio de metrología acreditado.

7. Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la estación de servicio que posea o utilice, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico emitido por la autoridad competente. Los certificados de conformidad se deberán renovar como mínimo cada tres (3) años y cada vez que se amplíe o modifique la instalación.

8. Los distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio automotriz, fluvial y marítima deberán abstenerse de vender combustibles líquidos derivados del petróleo a otros distribuidores minoristas, salvo en el caso señalado en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.103. del presente Decreto.

9. Cuando se construyan, modifiquen y/o amplíen estaciones de servicio automotriz ubicadas en carreteras a cargo de la Nación, deberá solicitar el concepto técnico de ubicación del Instituto Nacional de Vías (Invías) o de la Agencia Nacional de Infraestructura, según se trate de vías no concesionadas o de vías concesionadas, respectivamente, para lo cual deberá presentar ante la entidad que corresponda la petición, de acuerdo con el formato previamente diseñado por el Ministerio de Transporte, con el plano de localización en planta general de la estación de servicio, a escala 1:250".

10. Las estaciones de servicio automotriz y fluvial deberán abstenerse de adquirir combustibles simultáneamente de dos o más distribuidores mayoristas. La estación de servicio de aviación podrá adquirir los combustibles, de un importador, refinador, distribuidor mayorista y/o de una estación de servicio de aviación y para el caso de una estación de servicio de propiedad de las Fuerzas Militares adicionalmente de un Comercializador Industrial; en lo que respecta a la estación de servicio marítima, se podrá abastecer a través del importador, refinador y/o distribuidor mayorista".

11. Distribuir los combustibles líquidos derivados del petróleo almacenados en las estaciones de servicio marítimas solamente a buques o naves.

12. Abstenerse de vender GLP para uso vehicular, de conformidad con lo previsto en la Ley 689 de 2001, en el caso de las estaciones de servicio automotriz.

13. Exhibir la marca comercial del distribuidor mayorista del cual se abastece, en el caso de la estación de servicio automotriz y fluvial. Así mismo no podrá vender combustibles liquidos derivados del petróleo de otra marca comercial diferente a la que tenga exhibida, excepto para las estaciones de servicio automotriz y fluvial ubicadas en los municipios definidos como zona de frontera, los cuales estarán sometidos a las disposiciones que sobre el particular expida el Ministerio de Minas y Energía.

14. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

15. Abstenerse de recibir los combustibles líquidos derivados del petróleo de carrotanques que no porten la guía única de transporte y de aquellos que no cumplan los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección Transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera" o en las normas que lo modifiquen o adicionen o sustituyan.

17. Mantener a disposición de las autoridades competentes copia de la guía única de transporte, correspondiente a cada uno de los productos recibidos.

18. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la Leyes 155 de 1959 y 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992 y demás normas concordantes.

19. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

20. Reportar al Distribuidor mayorista al momento de la facturación, la ubicación de la estación de servicio automotriz y fluvial, para efectos de la liquidación de la sobretasa.

(Decreto 4299 de 2005, art. 22 numeral 5° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°; numerales 9, 12, 14 y 20 modificados por el del Decreto 1333 de 2007, art. 21; numerales 7,11 y 15 modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 15; numeral 10 modificado por el Decreto 4915 de 2011, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.92. ***Obligaciones del distribuidor minorista cuando actúe como comercializador industrial.*** El distribuidor minorista que ejerza su actividad como comercializador industrial, tiene las siguientes obligaciones:

1. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía o a la autoridad en quien este delegue, para el cumplimiento de sus funciones.

2. Mantener vigente las pólizas de responsabilidad civil extracontractual, de conformidad con lo establecido en el presente decreto.

3. Garantizar un suministro de carácter regular y estable a los consumidores finales con los que mantenga una relación mercantil vinculante, sea cual fuere la forma de la misma, salvo interrupción justificada del suministro.

4. Adquirir los combustibles que distribuya únicamente de un solo distribuidor mayorista con el que tenga una relación contractual vigente. En el caso del comercializador industrial que adicionalmente distribuya combustibles para aviación, se le permite para dichos productos que tenga como proveedores varios distribuidores mayoristas o estaciones de servicio de aviación, con la condición que los mismos no se encuentren ubicados dentro de la misma región geográfica definida en el parágrafo 2º del artículo 2.2.1.1.2.2.3.95 del presente decreto. Cuando se actúe como comercializador industrial de combustibles para quemadores industriales (combustóleos - fuel oil), en el caso de que el distribuidor mayorista no cuente con el abastecimiento del mismo, se podrá abastecer de dicho producto de otro distribuidor mayorista. Los respectivos contratos que tenga con cada uno de los citados agentes, deberán presentarse al Ministerio de Minas y Energía

6. Abstenerse de entregar combustibles líquidos derivados del petróleo a un consumidor final, gran consumidor sin instalación y/o estación de servicio de aviación de las Fuerzas Militares, con los cuales no tenga ningún tipo de contrato o acuerdo comercial. En ese sentido, se prohíbe a dos o más comercializadores industriales entregar los productos a un mismo consumidor final, gran consumidor sin instalación y/o estación de servicio de aviación de las Fuerzas Militares.

7. Abstenerse de vender combustibles líquidos derivados del petróleo a otros distribuidores minoristas y directamente a vehículos.

8. Atender únicamente al consumidor final que consuma combustibles en volúmenes inferiores a los veinte mil (20.000) galones al mes, y que cumplan con los términos y condiciones señalados en el parágrafo del presente artículo, excepto cuando se distribuya al gran consumidor sin instalación

9. Exhibir en sus vehículos de transporte, los cuales deben ser de carrocería tipo tanque, la marca comercial del distribuidor mayorista del cual se

abastece, en un aviso cuyas dimensiones deberá ser de por lo menos 1.50 metros de largo por 0.8 metros de ancho

10. Abstenerse de suministrar combustibles líquidos derivados del petróleo a instalaciones que no presenten condiciones mínimas técnicas y de seguridad para su correcto funcionamiento. En tal sentido, deberá recomendar a las instalaciones las acciones correctivas relacionadas con el debido mantenimiento, limpieza, presentación, preservación del medio ambiente y seguridad en dichas instalaciones (tanques, tuberías, equipos y demás accesorios).

11. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

12. Mantener a disposición de las autoridades competentes copia de la guía única de transporte correspondiente a cada uno de los productos recibidos.

13. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la Leyes 155 de 1959 y 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992 y demás normas concordantes.

14. Reportar al Distribuidor Mayorista al momento de la facturación, el o los municipios en los cuales se consumirán los combustibles entregados.

15. Los carrotanques que utilicen los distribuidores minoristas como comercializadores industriales en los municipios definidos como zona de frontera, de control por el Consejo Nacional de Estupefacientes y los ubicados en el Magdalena Medio, definidos para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía, deberán dar cumplimiento a lo establecido en el parágrafo del artículo 2.2.1.1.2.2.3.87.

16. Dar estricto cumplimiento a la(s) guía(s) de transporte correspondiente(s) a cada despacho, de tal forma que no podrá entregar el combustible a destinatario diferente a aquel señalado en la guía.

17. Abstenerse de suministrar combustibles a aquellos consumidores que no cumplan con las condiciones establecidas en el parágrafo del presente artículo.

PARÁGRAFO. El consumidor final que consuma combustibles en volúmenes inferiores a los veinte mil (20.000) galones al mes, deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Destinar el combustible únicamente para cumplir con los procesos inherentes a su actividad.

2. Abstenerse de subdistribuir, redistribuir o revender el combustible líquido derivado del petróleo adquirido.

3. Abstenerse de recibir los combustibles líquidos derivados del petróleo de carrotanques que no porten la guía única de transporte.

4. Cumplir con las normas sobre protección y preservación del medio ambiente.

5. Abstenerse de adquirir combustibles simultáneamente de dos o más distribuidores mayoristas o distribuidores minoristas como comercializador industrial.

(Decreto 4299 de 2005, art. 23°; numeral 8 modificado por el decreto 2165 de 2006, derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 27; parágrafo modificado por el Decreto 1333 de 2007, art. 23; numeral 4 derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4°; numerales 15, 9 y 7 modificados por el Decreto 1333 de 2007, art. 23; numerales 5, 6 y 11 modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 17)

DEL GRAN CONSUMIDOR CON INSTALACIÓN FIJA Y EL GRAN CONSUMIDOR TEMPORAL CON INSTALACIÓN.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.93. ***Autorización del Ministerio de Minas y Energía para el Gran Consumidor con instalación fija y el Gran Consumidor Temporal con Instalación.*** El Gran Consumidor con instalación fija y el Gran Consumidor Temporal con Instalación, requerirán autorización de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para recibir, almacenar y consumir los referidos combustibles, para lo cual deberán allegar los siguientes documentos:

1. Certificado de existencia y representación legal para personas jurídicas o registro mercantil para personas naturales, en el caso que aplique, expedidos por la Cámara de Comercio, con fecha no superior a tres (3) meses. En el caso de entidades públicas se deberá anexar el respectivo acto administrativo de constitución o el acto que rige el desarrollo de su objeto.

2. Certificación firmada por el interesado persona natural o por el representante legal cuando se trate de personas jurídica o entidad pública, a través de la cual se certifique la necesidad del combustible para el desarrollo de su actividad, así como la indicación de la infraestructura para el recibo y almacenamiento del combustible, la relación mes a mes de los consumos del último año contados a partir de la fecha de la presentación de la solicitud, detallando el tipo de combustible, volumen y uso del mismo.

3. Póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual en los términos establecidos en el presente decreto, en la cual debe aparecer expresamente determinada y ubicada la instalación sobre la cual versa la autorización en trámite, acompañada del clausulado general con sus correspondientes anexos, así como copia del recibo de pago de prima de la póliza, en los montos establecidos.

4. El gran consumidor con instalación fija deberá presentar el certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico respectivo expedido por la autoridad competente.

5. El gran consumidor temporal con instalación deberá presentar el documento correspondiente que certifique la ejecución de obras de infraestructura,

servicios petroleros, exploración, explotación petrolera y minera y actividades agroindustriales.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía revisará la documentación presentada, dentro del plazo de treinta (30) días, contados desde la fecha de radicación. En caso de que dicha autoridad formule observaciones el interesado contará con un lapso hasta de quince (15) días para aclarar o adicionar la información.

Presentadas las aclaraciones correspondientes por parte del interesado, el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución, expedirá la autorización correspondiente, dentro de los mismos términos antes señalados.

Parágrafo 2°. El gran consumidor que para el desarrollo de su actividad requiera el consumo de combustibles por un tiempo limitado mayor a un (1) año, tendrá que solicitar la autorización como gran consumidor con instalación fija.

Una vez concluidas las operaciones, el gran consumidor deberá informarlo al Ministerio de Minas y Energía, quien dará por terminada la respectiva autorización.

Parágrafo 3°. El gran consumidor con instalación fija y el gran consumidor temporal con instalación deberán abastecerse únicamente de un solo distribuidor mayorista. No obstante, el gran consumidor con instalación fija que consuma ACPM en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes, combustibles para quemadores industriales (combustóleos - fuel oil), y/o gasolina natural - nafta, podrán además abastecerse del importador o refinador.

Parágrafo 4°. El gran consumidor con instalación fija deberá solicitar autorización del Ministerio de Minas y Energía en aquellos casos en que para el desarrollo de su actividad principal, requiera utilizar combustibles líquidos derivados del petróleo por fuera de sus instalaciones. En el caso del gran consumidor temporal que al terminar las operaciones le haya quedado un inventario de combustible, deberá solicitar autorización a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía para poder trasladarlo a otra locación.

Parágrafo 5°. El gran consumidor sin instalación se podrá abastecer del distribuidor mayorista y/o distribuidor minorista a través de una estación de servicio de aviación, marítima o como comercializador industrial.

Parágrafo 6°. El establecimiento perteneciente a una empresa o institución destinado exclusivamente al suministro de combustibles para el abastecimiento de sus vehículos automotores que operan por fuera de sus instalaciones, no se podrán clasificar como grandes consumidores y en tal sentido las que se construyan o existan deberán solicitar la autorización al Ministerio de Minas y Energía como estación de servicio automotriz o fluvial, según el caso. Se podrán instalar en estos casos tanques en superficie, bajo el cumplimiento de los reglamentos técnicos expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, o en su defecto, bajo el cumplimiento de lo señalado en las normas internacionales en la materia.

Parágrafo 7°. Los sitios en donde la Fuerza Pública requiera llevar a cabo operaciones militares especiales y para el efecto requiera el uso de equipos F.A.R.E., o similares, para aplicación del presente decreto, se definirán como un gran consumidor sin instalación.

(Decreto 4299 art. 24°, modificado en su totalidad por el Decreto 1333 de 2007, art. 24; parágrafos 2, 3 y 4 modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 18; Parágrafo 7° adicionado por el Decreto 1717 de 2008, art. 19.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.94. ***Obligaciones del Gran Consumidor.*** El gran consumidor tiene las siguientes obligaciones:

1. Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía, para el cumplimiento de sus funciones.

2. Mantener vigente la póliza de responsabilidad civil extracontractual, de conformidad con lo establecido en el presente decreto.

3. Atender y ejercer las acciones correctivas relacionadas con el debido mantenimiento, limpieza, presentación, preservación del medio ambiente y seguridad, en sus instalaciones, tanques, tuberías, equipos y demás accesorios, formuladas por las autoridades competentes, conservando las mejores condiciones para eficiente funcionamiento de la instalación.

4. Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la instalación industrial que posea, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes. Los certificados de conformidad se deberán renovar como mínimo cada cinco (5) años y cada vez que se modifique o amplíe la instalación.
5. Registrar la información señalada por la regulación del Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, Sicom, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

6. Abstenerse de vender los combustibles líquidos derivados del petróleo que adquiera.

7. Abstenerse de recibir combustibles líquidos derivados del petróleo de carrotanques que no porten la guía única de transporte, así como de aquellos vehículos que no cumplan los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección Transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera en las normas que lo modifiquen o adicionen o sustituyan.

8. Abastecerse de combustibles líquidos derivados del petróleo solamente de los agentes debidamente autorizados por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo dispuesto en los parágrafos 3° y 5° del artículo 2.2.1.1.2.2.3.93 del presente decreto. Para el efecto deberán suscribir los respectivos contratos.

9. Mantener a disposición de las autoridades competentes copia de la guía única de transporte correspondiente a cada uno de los productos recibidos.

10. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en las Leyes 155 de 1959, 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992 y demás normas concordantes.

11. Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente.

(Decreto 4299 de 2005 art. 25 numeral 5° derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 4 °; numeral 6 ° y 9° modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 20)

OTRAS DISPOSICIONES INHERENTES A LA DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.95. ***Capacidad de almacenamiento comercial.*** El distribuidor mayorista debe disponer en todo momento de una capacidad mínima de almacenamiento correspondiente al 30% de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea, calculado de acuerdo con el promedio de despachos mensuales de los últimos doce (12) meses anteriores al cálculo del factor Ca definido en el 2.2.1.1.2.2.3.96 del presente decreto. Esta disposición aplica para cada tipo de combustible líquido derivado del petróleo manejado en cada planta de abastecimiento.

Parágrafo 1°. Para el cumplimiento de la capacidad mínima de almacenamiento exigida, se tendrá en cuenta la capacidad nominal de cada uno de los tanques que el distribuidor mayorista posea en su planta de abastecimiento, así como la capacidad de su propiedad o que pueda arrendar de otras plantas de abastecimiento siempre y cuando estas cumplan la totalidad de los siguientes requisitos: i) que esté en capacidad de arrendar, recibirle y entregarle el combustible, ii) que esté conectado al sistema de transporte por poliductos y iii) que se encuentre ubicado en la misma región geográfica de conformidad con la establecida en el parágrafo 2° del presente artículo

Parágrafo 2°. Para efectos de lo señalado en el parágrafo anterior se establecen las siguientes regiones geográficas:

Región Norte. Atención a los centros de consumo localizados en Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, resto de la Costa Norte y sus respectivas áreas de influencia.

Región Oriental. Atención a los centros de consumo localizados en Bucaramanga, Cúcuta, resto de los Santanderes, Sur del Cesar, Sur de Bolívar y sus respectivas áreas de influencia.

Región Central. Atención a los centros de consumo localizados en Bogotá y su respectiva área de influencia.

Región Centro-Occidente. Atención a los centros de consumo localizados en Medellín y su respectiva área de influencia.

Región Sur-Occidental. Atención a los centros de consumo localizados en Manizales, Pereira, Cartago, Buga, Cali y sus respectivas áreas de influencia.

Región Centro-Sur. Atención a los centros de consumo localizados en Ibagué, Neiva y sus respectivas áreas de influencia.

Parágrafo 3°. El distribuidor mayorista que tenga una capacidad de almacenamiento inferior a la prevista en este artículo, deberá completarla en un plazo de doce (12) meses, contados a partir de la expedición del presente decreto. Una vez vencido este plazo se procederá conforme a lo establecido en el parágrafo 3° del artículo siguiente.

(Decreto 4299 de 2005 art. 26 ; inciso primero y parágrafo primero modificados por el Decreto 1717 de 2008, art. 21)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.96. ***Margen del distribuidor mayorista.*** Fíjase la siguiente fórmula tarifaria para determinar el margen del distribuidor mayorista de combustibles líquidos derivados del petróleo:

Dónde: Ca = Cr / Cm

Ca = Factor de almacenamiento, que tendrá como máximo un valor igual a uno (1). Para cada uno de los combustibles líquidos derivados del petróleo, defínase Ca como la proporción entre la capacidad nominal y capacidad mínima exigida.

Cr = Capacidad nominal (galones) de los tanques instalados por el distribuidor mayorista, debidamente certificada por el representante legal de la empresa, al momento del cálculo.

Cm = Capacidad mínima de almacenamiento (galones) exigida en el anterior .La capacidad mínima de almacenamiento se establecerá de acuerdo con el promedio del volumen mensual de despachos durante los últimos doce (12) meses anteriores al cálculo del factor Ca.

Parágrafo 1°. Hasta el vencimiento del término establecido en el parágrafo 3° del artículo 2.2.1.1.6.126 del presente decreto, Ca será igual a uno (1). Una vez vencido dicho término, en el evento en que Ca sea mayor a uno (1), entonces Ca será igual a uno (1). Cuando Ca sea menor a uno (1) se aplicará el procedimiento establecido en el parágrafo 3° del presente artículo.

Parágrafo 2°. El Ministerio de Minas y Energía certificará al refinador o importador, según el caso, el valor del factor de almacenamiento (Ca) por producto, en cada una de las plantas de abastecimiento que posea el distribuidor mayorista. Dicho factor se revisará y certificará cada tres (3) meses.

Parágrafo 3°. El Distribuidor Mayorista que, vencido el plazo establecido en el parágrafo 3° del artículo 2.2.1.1.6.126, no haya dado cumplimiento a la capacidad mínima de almacenamiento exigida en el artículo anterior, se sancionará con multa de conformidad con el artículo 2.2.1.1.6.134 del presente decreto y se le concederá un plazo único de seis (6) meses para el cumplimiento de la misma.

Una vez vencido el plazo, se procederá a realizar el cálculo del factor Ca por producto, y de encontrarse que Ca es menor a uno (1), se aplicará el siguiente factor:

(1-Ca) * No

Dónde:

No = Margen base del distribuidor mayorista. Para efectos de este cálculo se tomará el valor correspondiente al margen máximo reconocido por el Ministerio de Minas y Energía a favor del distribuidor mayorista para cada uno de los combustibles líquidos derivados del petróleo. Para la determinación de este valor se tomará el promedio de los últimos doce (12) meses anteriores al cálculo.

El valor resultante será multiplicado por cada uno de los despachos que el refinador y/o importador entregue al distribuidor mayorista, y adicionado en la factura de despacho durante los tres (3) meses siguientes al cálculo, hasta obtener la nueva certificación del factor Ca.

El resultado del cálculo anterior será recaudado y girado al Tesoro Nacional por el refinador y/o importador, en las condiciones que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público establezca.

Parágrafo 4°. Para aquellos combustibles líquidos derivados del petróleo sobre los cuales exista libertad de precios, el Ministerio de Minas y Energía establecerá mediante resolución los procedimientos de obtención de información, de tal forma que se señale un margen de referencia, el cual corresponderá al margen base del distribuidor mayorista (No), para efectos de aplicación en el presente artículo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 27, modificado en su totalidad por el Decreto 1717 de 2008, art. 22°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.97. ***Formato de la Guía Única de Transporte.*** La Guía Única de Transporte consiste en un documento con las siguientes características: Papel marca de agua de ocho y medio por siete pulgadas, de fondo bicolor fugitivo azul, numeración consecutiva en tinta tri-reactiva y los demás caracteres en tintas de aceite, con el logotipo del agente que la suministrará al margen izquierdo, tipo y volumen de combustible, fecha de expedición y vigencia, información de los agentes de la cadena comprometidos en la transacción comercial, identificación del vehículo de transporte, origen, ruta y destino del combustible.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía realizará una amplia difusión del formato a los agentes autorizados para su suministro, así como a los proveedores del mismo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 28)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.98. ***Agentes autorizados para suministrar la Guía Única de Transporte.*** Los siguientes agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo tienen la obligación de suministrar original y una copia de la guía única de transporte a que hace referencia el siguiente artículo, en los casos que se señalan:

a) El refinador entregará diligenciada la guía única de transporte al transportador y por intermedio de este al distribuidor mayorista, al gran consumidor cuando el consumo de ACPM sea igual o superior a 420.000 galones mensuales o al distribuidor minorista a través de estaciones de servicio de marítimas y de aviación, al momento de la entrega del combustible;

b) El importador entregará diligenciada la guía única de transporte al transportador y por intermedio de este al distribuidor mayorista, al gran consumidor cuando el consumo de ACPM sea igual o superior a 420.000 galones mensuales o al distribuidor minorista a través de estaciones de servicio de marítimas y de aviación, al momento de la entrega del combustible;

c) El distribuidor mayorista entregará diligenciada la guía única de transporte al transportador y por intermedio de este a otro distribuidor mayorista, al distribuidor minorista o al gran consumidor, al momento de la entrega del combustible;

d) El almacenado entregará diligenciada la guía única de transporte al transportador y por intermedio de este al importador, refinador, gran consumidor, distribuidor mayorista y al distribuidor minorista con destino a estaciones de servicio marítimas y de aviación, al momento de la entrega del combustible;

Parágrafo 1°. El agente autorizado entregará al transportador original y copia de la guía única de transporte, quien deberá tenerla a disposición de las autoridades que la requieran durante el tiempo de viaje.

Parágrafo 2°. La guía única de transporte tendrá una vigencia en horas, definida por el agente autorizado para expedirla, con base en la distancia existente entre los sitios de transporte, sin que supere las veinticuatro (24) horas; excepto, cuando en aquellas regiones que por condiciones de carácter geográfico, restricciones de tránsito, estado de las vías, entre otros, el tiempo de viaje sea mayor a 24 horas, caso en el cual se requiere una autorización, previa de carácter general, del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 3°. Cuando se transporte simultáneamente volúmenes de combustibles líquidos derivados del petróleo para diferentes destinatarios, el transportador llevará sendas guías únicas de transporte por cada entrega que efectúe.

Parágrafo 4°. El transportador entregará al destinatario del combustible el original de la guía única de transporte y conservará copia de la misma.

(Decreto 4299 de 2005 art. 29; Literal e), modificado por el Decreto 2165 de 2006, art. 5°; posteriormente derogado por el Decreto 1333 de 2007, art. 27)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.99. ***Suministro, costo y custodia de la Guía Única de Transporte.*** Los agentes que cuenten con el visto bueno del Ministerio de Minas y Energía deberán obtener a su costo y únicamente de los proveedores que también cuenten con el respectivo visto bueno de dicha autoridad, las guías que le resulten necesarias, con todas las características de seguridad e información señaladas en el presente decreto; a su vez, deberán actuar con máxima diligencia en su cuidado, suministro y custodia para eliminar el riesgo de que sean hurtadas.

Parágrafo. Cuando el agente autorizado para suministrar la guía única de transporte, por cualquier motivo cancele o pierda una guía o grupo de estas,

deberá informar de manera inmediata a las autoridades aduaneras, militares y policivas de la región, según corresponda, para lo de su competencia. De igual forma se deberá remitir un informe mensual al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los primeros cinco días hábiles de cada mes, sobre el manejo de las guías en el mes anterior, so pena de hacerse acreedor a las sanciones establecidas en la sección relativa a las sanciones del presente Título.

(Decreto 4299 de 2005, art. 30)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.100. ***Obtención de pólizas.*** Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo deberán mantener vigente una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, que tenga como beneficiarios a terceros por daños causados en sus bienes o personas con ocasión de las actividades desarrolladas, asociadas al transporte, almacenamiento, manejo, y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, expedida por una compañía de seguros establecida legalmente en el país, de acuerdo con los reglamentos y normas de la Superintendencia Bancaria, sin perjuicio de otras pólizas que deba tomar el asegurado.

Los límites mínimos en dichos seguros de responsabilidad civil, expresado en unidades de salario mínimo mensual legal vigente a la fecha de tomar o renovar la póliza serán los siguientes:

1. Para refinerías de siete mil quinientas (7.500) unidades de salario.

2. Para plantas de abastecimiento de dos mil (2.000) unidades de salario.

3. Para estaciones de servicio automotriz de ochocientas (800) unidades de salario.

4. Para estaciones de servicio fluvial de mil (1.000) unidades de salario.

5. Para estaciones de servicio de aviación y marítima, de dos mil (2.000) unidades de salario.

6. Para el gran consumidor, ochocientas (800) unidades de salario.

7. Para los agentes de la cadena de distribución que contraten o utilicen vehículos de su propiedad para el transporte de combustible, debe tenerse en cuenta lo establecido en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte, sección Transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera o aquella norma que la modifique, adicione o derogue.

8. Para cada uno de los vehículos del transportador, de acuerdo con la capacidad nominal del carrotanque así:

   8.1. Hasta quinientos (500) galones, doscientas (200) unidades de salario.

   8.2. De quinientos uno (501) hasta mil (1.000) galones, doscientas cincuenta (250) unidades de salario.

8.3. De mil uno (1.001) hasta dos mil (2.000) galones, trescientas (300) unidades de salario.

8.4. De dos mil uno (2.001) hasta tres mil quinientos (3.500) galones, cuatrocientas (400) unidades de salario.

8.5. De tres mil quinientos uno (3.501) hasta cinco mil (5.000) galones, cuatrocientas cincuenta (450) unidades de salario.

8.6. De cinco mil uno (5.001) hasta diez mil (10.000) galones, seiscientas (600) unidades de salario.

8.7. Y de diez mil un galones (10.001) en adelante, ochocientas (800) unidades de salario.

Parágrafo 1°. Las pólizas de seguro a que se refiere el presente artículo deben incluir expresamente las siguientes cláusulas:

- Revocación de la póliza a sesenta (60) días, previo aviso al Ministerio de Minas y Energía.

- Contaminación accidental súbita e imprevista.

Parágrafo 2°. Las pólizas de seguro a que se refiere el presente artículo deben ser tomadas individualmente por cada instalación o vehículo que maneje, distribuya o transporte combustible, independientemente de que estas pertenezcan a un mismo propietario. En el caso en que el asegurado tome una póliza agrupada bajo la cual se amparan varias instalaciones o vehículos, cada una de ellas debe contar con la cobertura, en los términos exigidos en el presente decreto; en consecuencia, se debe expresar que el valor asegurado es en cada caso "por riesgo y evento"; lo anterior para efectos de garantizar efectiva cobertura para todas y cada una de las instalaciones o vehículos respecto de las cuales se otorga el amparo.

(Decreto 4299 de 2005, art. 31)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.101. ***Expedición de reglamentos técnicos.*** Los ministerios competentes para expedir normas que tengan injerencia en las diferentes actividades que conforman la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, expedirán los reglamentos técnicos respectivos y determinarán los requisitos obligatorios que deben cumplirse en cada uno de ellos.

Parágrafo. Hasta tanto no se expidan los reglamentos técnicos pertinentes se deberá dar cumplimiento a las siguientes disposiciones por parte de los agentes respectivos:

1. El distribuidor mayorista, el almacenador, el distribuidor minorista (Estación de Servicio de Aviación y Marítima), y el gran consumidor, deberán acogerse a las disposiciones establecidas en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.1. y artículos 2.2.1.1.2.3.41. y siguientes del presente Decreto.

2. Adicional a lo establecido en el numeral anterior, respecto al almacenamiento de los combustibles de aviación para motores tipo turbina, se deberá dar cumplimiento al artículo 7º de la Resolución 180790 de 2002, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, "por la cual se establecen los requisitos de calidad, de almacenamiento, transporte y suministro de los combustibles de aviación para motores tipo turbina, y se dictan otras disposiciones".

3. El distribuidor minorista (Estación de Servicio Automotriz y Fluvial) deberá acogerse a las disposiciones establecidas en los artículos 2.2.1.1.2.2.3.42, 2.2.2.1.1.2.2.3.43, parágrafo 5º del artículo 2.2.1.1.2.2.3.44, artículos 2.2.1.1.2.3.45 al 2.2.1.1.2.2.3.69., 2.2.1.1.2.2.3.70. y 2.2.1.1.2.2.3.71 del presente Decreto,

(Decreto 4299 de 2005, art. 38)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.102. ***Inventarios.*** El Ministerio de Minas y Energía mediante resolución establecerá la reglamentación pertinente a los inventarios mínimos que deben disponer cada uno de los agentes de la cadena de distribución de combustibles.

(Decreto 4299 de 2005, art. 39)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.103. ***Venta de combustibles entre estaciones de servicio.*** El Ministerio de Minas y Energía reglamentará mediante acto administrativo de carácter general la comercialización de combustibles líquidos derivados del petróleo entre estaciones de servicio establecida en el numeral 9 del artículo 2.2.1.1.2.2.3.91 del presente decreto, cuando el mercado y la logística de distribución lo ameriten.

(Decreto 4299 de 2005, art. 40; modificado por el Decreto 1333 del 2007, art. 26.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.104. ***Competitividad aeroportuaria en materia de combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet A1).*** Para efectos de la presente sección y con el objeto de medir la competitividad aeroportuaria, el Ministerio de Minas y Energía, semestralmente y de conformidad con lo señalado en el siguiente artículo, debe realizar la comparación sistemática de los precios internacionales del combustible de aviación para motores tipo turbina (aeropuertos del área y del Golfo de México) con los precios de referencia del mencionado combustible en Colombia, entendiendo que si el precio internacional es mayor que el precio de referencia nacional, significa que somos competitivos y lo contrario implica que se debe generar una política de competitividad aeroportuaria en materia de combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet Al), abriendo la posibilidad para el otorgamiento de un descuento en el precio del mencionado combustible producido por ECOPETROL S.A.

Parágrafo. Para efectos de medir la competitividad aeroportuaria, el Ministerio de Minas y Energía podrá excluir cualquier aeropuerto del área o del Golfo de México, cuando no cuente con información suficiente y consistente de los precios del combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet Al).

(Decreto 2166 de 2006, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.105. ***Concepto del Ministerio de Minas y Energía.*** El Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución motivada, emitirá semestralmente concepto favorable o desfavorable para que ECOPETROL S.A. decida autónomamente si otorga o no el descuento en el precio del combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet A1) producido en sus refinerías.

Este concepto deberá emitirse durante los primeros veinticinco días calendario de los meses de enero y julio de cada año, con base en la información disponible en los doce meses anteriores.

(Decreto 2166 de 2006, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.106. ***Reporte de información.*** Para el desarrollo de las obligaciones contenidas en el presente Decreto, los operadores aéreos nacionales, a través de la Asociación Colombiana del Transporte Aéreo en Colombia, ATAC, o quien haga sus veces, deberán entregar, a más tardar el séptimo (7°) día hábil de cada mes, al Ministerio de Minas y Energía -Dirección de Hidrocarburos, la información disponible del mes anterior relacionada con el precio de referencia del combustible de aviación para motores tipo turbina (gasolina de aviación Jet A1) Internacional de que trata el artículo Primero del presente Decreto, indicando en cada caso la fuente de información.

El Ministerio de Minas y Energía podrá revisar la validez y consistencia de la información recibida de conformidad con lo señalado en el presente artículo y abstenerse de utilizar aquella que no considere válida.

(Decreto 2166 de 2006, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.107. ***Retención para el Fondo de Protección Solidaria, SOLDICOM.*** La retención de que habla el artículo 8° de la Ley 26 de 1989, la harán en cada factura de venta los distribuidores mayoristas y los terceros que distribuyan gasolina motor corriente y/o extra a los distribuidores minoristas del país.

Parágrafo 1°. El dinero recaudado deberá consignarse por los distribuidores mayoristas y los terceros, dentro de los cinco (5) primeros días del mes siguiente al que se haya efectuado el recaudo, a nombre del Fondo de Protección Solidaria, Soldicom, en la cuenta que para el efecto designe la Administradora del Fondo.

Dentro del término señalado en el inciso anterior, los agentes recaudadores deberán entregar al Ministerio de Minas y Energía -Dirección de Hidrocarburos- y a la Administradora del Fondo, la información en la que conste el número de factura de venta, fecha, nombre del distribuidor minorista, ubicación, tipo de combustible vendido, volumen despachado en el mes anterior (galones/mes), monto recaudado. El Ministerio de Minas y Energía o el Fondo de Protección Solidaria, Soldicom, podrá verificar en cualquier momento las retenciones de que trata el presente decreto.

(Decreto 3322 de 2006, art 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.108. ***Sanciones al Incumplimientos de los preceptos normativos.*** Los Distribuidores Mayoristas y los Terceros que no cumplan con las obligaciones señaladas en el presente decreto serán sancionados de conformidad con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 26 de 1989, en concordancia con la sección sanciones, del presente Título

(Decreto 3322 de 2006, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.109. ***Pérdida por evaporación y merma por transporte.*** Para los efectos del artículo 4° de la Ley 26 de 1989, la pérdida por evaporación y merma por transporte, manejo y trasiego de los combustibles entre la planta de abastecimiento y la estación de servicio, se fija en el 0.4% del precio de venta en planta de abasto mayorista en las diferentes zonas del país.

(Decreto 3322 de 2006, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.110. ***Certificado de conformidad.*** La planta de abastecimiento, la estación de servicio automotriz, fluvial, marítima y aviación y el gran consumidor con instalación fija, deberán obtener el certificado de conformidad expedido por un organismo de certificación acreditado o aquel que determine la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces.

Parágrafo transitorio. En el evento en que no exista organismo de certificación acreditado que otorgue los certificados de conformidad de las instalaciones señaladas en el presente artículo, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía revisará las mismas a fin de poder certificarlas, y las mismas tendrán validez por los periodos establecidos en la presente subsección.

(Decreto 1333 de 2007, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.111. ***Mezcla de combustibles.*** A partir del 23 de diciembre de 2011 se utilizarán en Colombia los siguientes combustibles, en lo que a motores a gasolina se refiere:

1. Gasolina motor con porcentajes de mezcla obligatoria que variarán entre el 8% y el 10% de mezcla de alcohol carburante en base volumétrica (E-8 – E-10 corriente y extra).

   A partir del 1° de enero del año 2013, los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o quien haga sus veces y mediante acto administrativo, previa consulta con la Comisión Intersectorial de Biocombustibles, podrán fijar porcentajes obligatorios de alcohol carburante superiores al 10% de mezcla obligatoria para el alcohol carburante.

2. Para uso en motores diésel, a partir del 1° de enero del año 2013, los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o quien haga sus veces y mediante acto administrativo, previa consulta con la Comisión Intersectorial de Biocombustibles, podrán fijar porcentajes obligatorios de biocombustibles superiores al 10% de mezcla obligatoria de biocombustibles.

Parágrafo. Los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o quien haga sus veces, tomarán en cuenta (i) la oferta nacional de

alcohol carburante y de biocombustibles para uso en motores diésel; (ii) en la medida en que tecnológica y ambientalmente sea viable para el parque automotor, y, (iii) se tenga claridad sobre la infraestructura asociada al almacenamiento, transporte y distribución.

3. En forma voluntaria, y sin perjuicio de lo señalado sobre mezclas obligatorias en los incisos anteriores, para vehículos con tecnología Flex Fuel exclusivamente (E-25 – E-85), gasolina motor con una mezcla flexible de alcohol carburante entre un 25% y un 85% en base volumétrica.

(Decreto 4892 de 2011, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.112. ***Ajustes en los parámetros de la gasolina básica.*** Los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o quien haga sus veces, podrán solicitar ajustes en los parámetros de la gasolina básica a ser utilizada en las diferentes mezclas, en lo que al octanaje se refiere, con el fin de mejorar el desempeño de los vehículos con los nuevos combustibles.

Cuando a juicio del Gobierno Nacional, se presenten situaciones excepcionales de interés social, público y/o de conveniencia nacional, los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o quien haga sus veces, podrán autorizar el uso paralelo de otro tipo de combustibles.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante acto administrativo, podrá fijar porcentajes de biocombustibles inferiores a los señalados en el presente decreto y en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.115., teniendo en cuenta la oferta nacional de alcohol carburante y/o biocombustibles para motores diésel.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, establecerá los lugares del territorio nacional y periodos durante los cuales estarán vigentes los porcentajes de biocombustibles para uso en motores diésel en las mezclas obligatorias.

(Decreto 4892 de 2011, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.113. ***Competencia de los Ministerios para expedir reglamentación.*** Los Ministerios de Minas y Energía, de Transporte, de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de la Salud y de la Protección Social, o quien haga sus veces, dentro de sus competencias, expedirán la regulación aplicable a la producción, almacenamiento, transporte, distribución, infraestructura, uso, vigilancia y control de las mezclas aquí estipuladas, así como a las emisiones permitidas y demás controles ambientales y de salubridad pública.

(Decreto 4892 de 2011, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.114. ***Plazos para el acondicionamiento de motores:***

Cuando a juicio del Gobierno Nacional se presenten situaciones excepcionales de interés social, público y/o de conveniencia nacional, podrá autorizar el uso paralelo de otro tipo de combustibles y/o de vehículos y motores.

Conforme con sus competencias, los Ministerios de Transporte y de Comercio, Industria y Turismo, señalarán las condiciones de importación, transporte, distribución y comercialización de los productos de que trata este artículo.

Dentro de lo de sus competencias, los Ministerios de Transporte y de Comercio, Industria y Turismo homologarán los paquetes de conversión a los niveles de combustible aquí señalados, para facilitar la transformación del parque automotor.

(Decreto 2629 de 2007, art. 1, Literal a), derogado por el Decreto 1135 de 2009, art. 6°; Literal b), derogado por el Decreto 4892 de 2011, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.115. ***Autoridades regulatorias.*** Los Ministerios de Minas y Energía, de Transporte, de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y de Protección Social, dentro de sus competencias, regularán la producción, transporte, distribución y uso, así como las emisiones permitidas y demás controles ambientales y de salubridad pública, para el uso de los biocombustibles E-20, B-10 y B-20 en las fechas establecidas.

(Decreto 2629 de 2007, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.116. ***Promoción de cultivos que generen alcoholes carburantes.*** El Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural promoverá el cultivo de plantaciones que generen la producción de alcoholes carburantes y biocombustibles para uso en motores diésel, con el fin de cumplir lo señalado en el presente Decreto

(Decreto 2629 de 2007, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.117. ***Régimen de Transición.*** Los procedimientos y actuaciones administrativas que versen sobre distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo en curso al 26 de diciembre de 2011; seguirán rigiéndose y culminarán de conformidad con la normatividad vigente al momento de la radicación.

(Decreto 4915 de 2011, art. 3°,)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.118. ***Mezclas de gasolina para efectos fiscales.*** Para efectos fiscales la mezcla de gasolina motor, con alcohol carburante de que trata la Ley 693 de 2001, no se considera un proceso industrial o de producción.

(Decreto 3862 de 2005, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,3.119. ***Mezclas de Diesel para efectos fiscales.*** Para efectos fiscales las mezclas de diésel de origen fósil (ACPM) con los biocombustibles de origen vegetal o animal, para uso en motores diésel de que trata la Ley 939 de 2004, no se considerará como proceso industrial o de producción.

(Decreto 3492 de 2007, art. 1°)

SUBSECCIÓN 2.4
MARCACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.1. ***Marcación de los combustibles.*** Toda la gasolina motor y el ACPM que se almacene, maneje, transporte y distribuya en el territorio nacional deberán estar marcados.

(Decreto 1503 de 2002, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.2. ***Procedimiento para la marcación.*** Será responsabilidad de ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces determinar el procedimiento de "Marcación" y el "Marcador" que se utilizará en todo el país, así como los procedimientos de "Detección".

(Decreto 1503 de 2002, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.3. ***Responsabilidad de la marcación de los combustibles.*** Será responsabilidad de ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces y de los importadores o refinadores locales, marcar toda la gasolina y el ACPM, ya sean importados o producidos en Colombia, ciñéndose estrictamente al procedimiento y al "Marcador", de conformidad con la presente subsección.

(Decreto 1503 de 2002, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.4. ***Tercerización de la marcación.*** ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces podrá contratar la "Marcación" con terceros de comprobada idoneidad técnica. Sin embargo, mantendrá la responsabilidad en los casos en que le corresponda por la adecuada realización de dicho procedimiento.

(Decreto 1503 de 2002, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.5. ***Lugar de adición del marcador.*** ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces deberá realizar la adición del "Marcador" en los puntos de entrega física del producto del poliducto a las plantas de abastecimiento de los distribuidores mayoristas y, en los muelles y llenaderos de refinería, en las ventas realizadas a distribuidores mayoristas, minoristas y grandes consumidores.

(Decreto 1503 de 2002, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.6. **Marcación por parte de los refinadores e importadores.** Los importadores o refinadores locales adicionarán el marcador que suministre ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, en el punto de venta a los distribuidores mayoristas o minoristas y a grandes consumidores.

(Decreto 1503 de 2002, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.7. ***Selección del "marcador".*** ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, deberá seleccionar el "marcador" más conveniente desde el punto de vista técnico y tomará todas las precauciones manteniendo los controles necesarios para garantizar la seguridad y exclusividad del marcador, e

igualmente, podrá variar las características del mismo cuando lo estime necesario.

(Decreto 1503 de 2002, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.8. ***Reconocimiento de la marcación y detección en la estructura de precios de los combustibles.*** El Ministerio de Minas y Energía reconocerá dentro de la estructura de precios de los combustibles un componente dedicado a la "marcación" y "detección" de los mismos, de tal forma que le permita a ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, a los refinadores locales y a los importadores, cumplir con las obligaciones establecidas en el presente decreto.

(Decreto 1503 de 2002, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.9. ***Obligaciones respecto de los distribuidores mayoristas respecto de los procesos de Marcación y Detección.*** Los distribuidores mayoristas deberán:

1. Aplicar el procedimiento de "Detección" desarrollado por ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, a los combustibles que reciban.

2. Certificar que el volumen entregado o transferido en custodia a sus clientes está debidamente marcado. Esta certificación podrá ser realizada analizando en presencia del representante de su cliente muestras de combustible tomadas de los compartimientos de los vehículos en los que depositan el combustible, o analizando en presencia de terceros idóneos muestras representativas de los tanques de la respectiva Planta de Abastecimiento, de manera tal que pueda construir la debida trazabilidad de los niveles de marcación del combustible entregado o transferido en custodia y analizando además muestras de por lo menos el cinco por ciento (5%) de los vehículos cargados cada día.

3. Entregar a sus clientes documentos que acrediten la debida marcación del combustible que les entregan o transfieren en custodia y conservar copia de ellos.

4. Conservar durante dos meses contramuestras del combustible para efectos de verificar, niveles de marcación.

5. Diseñar y aplicar mecanismos que le permitan asegurar la trazabilidad de la marcación del combustible que entrega o transfiere en custodia y de las certificaciones de marcación que expida.

Parágrafo. Los transportadores, los grandes consumidores y los distribuidores minoristas deberán:

1. Conservar copia de la certificación recibida de los distribuidores mayoristas.

2. Solicitar, si lo estiman pertinente, a las autoridades y organismos de control competentes aplicar el procedimiento de "Detección" desarrollado por

ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, a los combustibles a recibir de su respectivo agente suministrador en la cadena de comercialización. ECOPETROL S.A., diseñará por regiones los protocolos que permitan cumplir con lo señalado en el presente numeral.

3. Tomar las precauciones que le permitan asegurar que reciben y entregan combustibles de origen lícito.

4. Diseñar y aplicar mecanismos que le permitan asegurar la trazabilidad de la marcación del combustible que recibe.

(Decreto 1503 de 2002, art. 10°, modificado por el Decreto 3563 de 2003, art. 1°).

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.10. ***Obligaciones de la Empresa Colombiana de Petróleos respecto de los procesos de Marcación y Detección.*** ECOPETROL S.A., está obligada a:

1. Suministrar el "Detector" aplicable bajo el procedimiento de "Detección" diseñado por él, a los distribuidores mayoristas, así como a las autoridades y organismos de control que colaboren en la búsqueda de combustibles ilícitos.

2. Diseñar y aplicar mecanismos que le permitan asegurar la trazabilidad del origen del combustible que entrega o transfiere en custodia y de las certificaciones de marcación que expida.

Parágrafo. ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces, podrá distribuir el "Detector" directamente o a través de terceros contratados para tal efecto, quienes deberán rendir informe a ECOPETROL S.A., respecto de la entrega que realicen.

(Decreto 1503 de 2002, art. 11°, modificado por el Decreto 3563 de 2003, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.11. ***Socialización del proceso de detección.*** ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces tendrá a su cargo la divulgación, capacitación y adecuada distribución del procedimiento de "Detección".

(Decreto 1503 de 2002, art. 12°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.12. ***Prohibición de tenencia de combustibles que no hayan sido marcados.*** Es obligación de todos los actores dedicados al almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo señalados por el artículo 2° de la Ley 39 de 1987, abstenerse de tener en su poder, a cualquier título, gasolina motor o ACPM que no hayan sido marcados debidamente, de acuerdo con la obligación que se indica en el artículo 2.2.1.1.2.2.4.1. del presente decreto.

(Decreto 1503 de 2002, art. 13°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2,4.13. ***Obligaciones del Ministerio de Minas y Energía.*** Para todos los efectos legales, corresponde al Ministerio de Minas y Energía:

a) Vigilar el cumplimiento de las obligaciones de marcación y manejo de combustibles marcados que se establecen en el presente decreto;

b) Sancionar como se establece en el presente decreto, a los infractores de las obligaciones establecidas en el mismo;

c) Informar a las autoridades competentes la utilización, manejo o posesión de gasolina motor o ACPM sin marcar, para que éstas establezcan la eventual infracción a otras normas;

d) Coordinar con las diferentes entidades oficiales y autoridades policiales y de control, los mecanismos tendientes a evitar y detectar el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de gasolina motor y ACPM sin marcar.

Parágrafo. Sin perjuicio de las facultades del Ministerio de Minas y Energía, las Alcaldías Municipales, Distritales o Metropolitanas, de acuerdo con la delegación de funciones que otorgue o haya otorgado el Ministerio de Minas y Energía, deberán cumplir con las obligaciones señaladas en el presente artículo en lo inherente a las estaciones de servicio.

No obstante la delegación efectuada, en cualquier momento, el Ministerio de Minas y Energía podrá avocar conocimiento de casos especiales inherentes a las estaciones de servicio.

(Decreto 1503 de 2002, art. 14°)

SUBSECCIÓN 2.5
DEFINICIONES APLICABLES A LA DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN ZONAS DE FRONTERA.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.5.1. ***Definiciones.*** Para los efectos del presente decreto se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Combustibles líquidos derivados del petróleo. Como combustibles líquidos derivados del petróleo se tendrán exclusivamente el electrocombustible, el ACPM y la Gasolina Motor en los términos previstos en el artículo 2.2.1.1.2.2.1.4 del presente Decreto.

Refinador, distribuidor mayorista, gran consumidor, distribuidor minorista, planta de abastecimiento, transportador de combustibles: Serán los definidos en la sección "Distribución de combustibles" del presente Decreto.

Tercero: Toda persona natural o jurídica, debidamente registrada y autorizada por el Ministerio de Minas y Energía que cuente con capacidad logística suficiente para importar y/o distribuir combustibles líquidos derivados del petróleo en un municipio ubicado en zona de frontera.

(Decreto 386 de 2007, art. 1°)

Zonas de frontera. Para efectos de las exenciones de los impuestos de arancel, IVA e Impuesto Global de que trata el párrafo cuarto del artículo primero de la Ley 681 de 2001, se entenderán por Zonas de Frontera los siguientes municipios y corregimientos:

a) En el departamento de Amazonas: El Encanto, La Pedrera, Leticia, Puerto Alegría, Puerto Arica, Puerto Nariño y Tarapacá.

b) En el departamento de Arauca: Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Fortul, Puerto Rondón, Saravena y Tame.

c) En el departamento de Boyacá: Cubará.

d) En el departamento de Cesar: Aguachica, Agustín Codazzi, Becerril, Bosconia, César, Chiriguaná, Curumaní, El Copey, El Paso, Gamarra, La Gloria, La Jagua de Ibirico, La Paz, Manaure, Pelaya, Pailitas, Río de Oro, San Diego San Martín, San Alberto Valledupar.

e) En el departamento de Chocó: Acandí, Juradó, Riosucio y Unguía.

f) En el departamento de Guajira: Albania, Barrancas, Dibulla, Distracción, El Molino, Fonseca, Hato Nuevo, La Jagua del Pilar, Maicao, Manaure, Riohacha, San Juan del Cesar, Uribia, Urumita y Villanueva.

g) En el departamento de Guainía: Cacahual, La Guadalupe, Pana Pana, Puerto Colombia, Puerto Inírida y San Felipe.

h) En el departamento de Nariño: Aldana, Ancuyá, Aponte, Arboleda, Barbacoas, Belén, Buesaco, Carlosama, Cartago, Chachagüí, Colón-Génova, Consacá, Córdoba, Cumbal, Cumbitara, El Charco, El Contadero, El Peñol, El Tablón, El Tambo, Francisco Pizarro, Funes, Guachucal, Guaitarilla, Gualmatán, Iles, Imués, Ipiales, La Cruz, La Florida, La Unión, La Tola, Leiva, Linares, Maguí, Mallama, Mosquera, Nariño, Olaya Herrera, Ospina, Pasto, Payán, Policarpa, Potosí, Puerres, Pupiales, Ricaurte, Roberto Payán, Rosario, Samaniego, San Bernardo, San José de Albán, San Lorenzo, San Pablo, Sapuyes, Sandoná, Santa Bárbara Iscuande, Santacruz-Guachaves, Sotomayor, Taminango, Tangua, Tumaco, Túquerres y Yacuanquer,

i) En el departamento de Norte de Santander: Abrego, Bochalema, Bucarasica, Chinácota, Convención, Cúcuta, Durania, El Carmen, El Tarra, El Zulia, Hacarí, Herrán, La Esperanza, La Playa, Los Patios, Ocaña, Pamplona, Pamplonita, Puerto Santander, Ragonvalia, San Calixto, San Cayetano, Sardinata, Teorama, Tibú, Toledo, y Villa del Rosario.

j) En el departamento de Putumayo: La Dorada – San Miguel, La Hormiga o Valle del Guamuez, Puerto Asís y Puerto Leguízamo, Sibundoy, Santiago, San Francisco, Mocoa, Colón, Puerto Caicedo, Orito, Puerto Guzman y Villa Garzón.

k) En el departamento Vaupés: Mitú, Pacoa, Taraira y Yavarate.

l) En el departamento de Vichada: Cumaribo, La Primavera y Puerto Carreño.

(Decreto 2875 de 2001, art. 1°, modificado por los Decretos 1730 de 2002, art. 1°, 2970 de 2003, art. 1; 1037 de 2004, art 1°; 3459 de 2004, art 1°; 2484 de 2006, art.1°; 1010 de 2007, art 1° y 1253 de 2002, art. 1.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.5.2. ***Cumplimiento de requisitos***. Para efectos de la certificación de estaciones de servicio, asignación de volúmenes máximos y ajuste y aprobación de los respectivos planes de abastecimiento de los municipios señalados en el artículo anterior, se deberá cumplir con lo dispuesto en los artículos 2.2.1.1.2.2.6.7 a 2.2.1.1.2.2.6.16., o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

(Decreto 1253 de 2010, art. 2°)

SUBSECCIÓN 2.6
DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ZONAS DE FRONTERA.

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.1. ***Importación en zonas de frontera.*** La persona natural o jurídica interesada en importar combustibles líquidos derivados del petróleo para el consumo o distribución en zonas de frontera deberá cumplir con lo estipulado en la Ley 681 de 2001 y lo establecido en la presente subsección o en las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

(Decreto 4299 de 2005, art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.2. ***Combustibles para el Departamento de la Guajira.*** La presente subsección aplicará únicamente para los combustibles líquidos derivados del petróleo (gasolina sin plomo y ACPM) que se introduzcan desde la República Bolivariana de Venezuela por los sitios previamente establecidos por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, siempre y cuando los mismos se vendan y almacenen en las plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo debidamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía y se distribuyan, por parte de la cooperativa creada por los indígenas Wayúu y las personas naturales residentes en dichos territorios y que tradicionalmente se han dedicado a esta actividad, en los municipios calificados como Zona de Frontera en el departamento de La Guajira. Para el efecto, las plantas de abastecimiento deberán habilitarse ante la DIAN como Depósito, conforme con las disposiciones establecidas en el Título III, Capítulo II, artículo 47 y siguientes del Decreto 2685 de 1999 y demás normas que lo adicionen, modifiquen, aclaren o deroguen, salvo lo previsto en el literal a) del artículo 51 y en el literal b) del artículo 71 respecto del valor del patrimonio neto por acreditar, el cual para efectos de la habilitación de la planta de abastecimiento como 'depósito' será de una décima parte del valor previsto en las referidas disposiciones.

Parágrafo. Quienes introduzcan combustibles líquidos derivados del petróleo provenientes de la República Bolivariana de Venezuela por sitios diferentes a los señalados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN o quienes

vendan, almacenen o distribuyan los referidos combustibles en lugares diferentes a las plantas de abastecimiento, estarán incursos en los delitos tipificados en los artículos 70 a 74 de la Ley 788 de 2002, o las normas que modifiquen, adicionen o deroguen, sin perjuicio de las demás sanciones a que haya lugar.

(Decreto 1980 de 2003, art. 1°; modificado por el Decreto 3353 de 2004, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.3. ***Función de distribución en el Departamento de La Guajira.*** De conformidad con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 681 de 2001; modificado por el artículo 9° de la Ley 1430 de 2010, modificado a su vez en su inciso primero por el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012; en las Zonas de Frontera del departamento de La Guajira, el Ministerio de Minas y Energía podrá ceder de manera preferencial la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo a la cooperativa constituida para el efecto.

Para recibir la contratación o cesión., la cooperativa deberá inscribirse como tercero ante el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo con lo señalado en la subsección "Distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo", o las normas que lo modifiquen, aclaren, adicionen o deroguen.

Las plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo sólo podrán distribuir combustibles importados de Venezuela a las estaciones de servicio legalmente establecidas, con cupo asignado por la Dirección de Hidrocarburos – Ministerio de Minas y Energía, a los Grandes Consumidores y a ECOPETROL S. A. o quien haga sus veces, siempre que los mismos se destinen a los municipios señalados como Zonas de Frontera en el departamento de La Guajira.

Parágrafo 2°. Solamente de no ser posible la cesión a la cooperativa organizada para el efecto, el Ministerio de Minas y Energía ejercerá esta función directamente como Distribuidor Mayorista, o la podrá ceder o contratar total o parcialmente, con los Distribuidores Mayoristas que cuenten con la capacidad logística, técnica o interés comercial para la distribución de combustibles, reconocidos y registrados como tales por el Ministerio de Minas y Energía, o con terceros debidamente registrados y aprobados.

(Decreto 1980 de 2003, art 2°, modificado por el decreto 3353 de 2004, art. 2°; parágrafo 1° derogado por el decreto 2363 de 2006, art. 3°.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.4. ***Visto bueno del Ministerio de Minas y Energía para la distribución de combustibles en el Departamento de La Guajira.*** El Ministerio de Minas y Energía, elaborará y aprobará un Plan de Abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada uno de los municipios considerados como Zonas de Frontera en el departamento de La Guajira, en los términos señalados en el presente decreto. Dicho Plan que deberá consultar los cupos máximos de combustibles fijados para cada municipio por la Dirección de Hidrocarburos del mencionado Ministerio. Dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de elaboración del referido Plan, se evaluará y, si es el caso, se realizarán los ajustes pertinentes. El Plan, se aprobará mediante resolución motivada y otorgará en ese mismo acto los vistos buenos para la distribución de combustibles en los municipios y corregimientos de Zona de Frontera.

La aprobación para ejercer la distribución de combustibles en el departamento de La Guajira estará vigente por doce (12) meses; al final de dicho período, si es necesario, el Ministerio, deberá ajustar el Plan de Abastecimiento a las condiciones del mercado y aprobarlo, en los términos señalados en el presente decreto. De lo contrario, permanecerá vigente por un período de hasta dos (2) años más, con revisiones anuales en los términos indicados en este inciso.

Una vez aprobado el Plan de Abastecimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía, se iniciarán los trámites correspondientes para el cumplimiento de la función de distribución en los municipios y corregimientos considerados como Zona de Frontera en el departamento de La Guajira.

Dentro de los tres (3) días siguientes a la ejecutoria de los actos administrativos de aprobación de que trata el presente artículo, el Ministerio de Minas y Energía, deberá poner en conocimiento de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, y demás autoridades de control competentes el plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada una de las Zonas de Frontera y sus correspondientes modificaciones.

(Decreto 1980 de 2003, art.3°; modificado por el artículo 3° del decreto 3353 de 2004, modificado por las Leyes 1430 de 2010, art. 1°, y 1607 de 2012, art.1°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.5. ***Importación de combustibles hacia el Departamento de La Guajira.*** El trámite para la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para el departamento de la Guajira se sujetará a las disposiciones del Decreto 2685 de 1999, salvo lo relacionado en el Capítulo II, Título V, artículo 90 y siguientes.

La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, habilitará, mediante resolución motivada, los sitios para el ingreso de los referidos combustibles

(Decreto 1980 de 2003; art. 4°, modificado por el Decreto 3353 de 2004, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.6. ***Responsabilidades y obligaciones de la cooperativa calificada como tercero en el Departamento de La Guajira.***

1. Los combustibles líquidos derivados del petróleo amparados mediante el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, modificado por la Ley 1430 de 2010 y 1607 de 2012, no podrán ser vendidos y/o distribuidos a través de estaciones de servicio y/o transportadores diferentes a los autorizados, ni en volúmenes superiores a los determinados por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, como tampoco podrán ser distribuidos fuera de los municipios definidos como Zona de Frontera en el Departamento de La Guajira. Para el efecto, El Ministerio adelantará las acciones de control que considere pertinentes, sin perjuicio de las facultades legales otorgadas a la DIAN.

2. La cooperativa no podrá celebrar contratos de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo para las Zonas de Frontera con personas naturales o jurídicas que no tengan sus vehículos debidamente registrados y autorizados ante el Ministerio de Minas y Energía, en los términos señalados en la presente subsección en las normas que lo modifiquen,

aclaren, adicionen o deroguen. Lo anterior sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones que para el efecto se exigen en la subsección "Distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo.

3. La Cooperativa deberá enviarle a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía y a la DIAN, mensualmente y a más tardar el tercer día del mes siguiente al de la adquisición del producto, la información sobre los combustibles entregados y vendidos en cada uno de los municipios donde operan, debidamente certificada por Contador Público o Revisor Fiscal.

4. Las estaciones de servicio que distribuyan combustibles en los municipios y corregimientos ubicados en Zonas de Frontera del departamento de La Guajira deberán informar, dentro de los cinco (5) días siguientes a la terminación del mes, a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. y a la DIAN, el volumen (en galones) de combustibles adquiridos y la relación de las ventas efectuadas en el mes calendario inmediatamente anterior, con discriminación de productos, cantidad (en galones) y precios de los mismos, so pena de hacerse acreedoras a las sanciones señaladas en la sección relativa a las sanciones del presente Título.

5. Las plantas de abastecimiento legalmente establecidas, que se encuentren localizadas en el área de influencia, que abastezcan estaciones de servicio ubicadas en municipios y corregimientos de Zonas de Frontera, deberán llevar un registro independiente para cada uno de los combustibles que se distribuyan allí, el cual deberá distinguir entre otros: Nombre de la estación de servicio y/o transportador, municipio, volumen retirado mensual, valor correspondiente a sobretasa. Este registro deberá ser informado mensualmente a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, dentro de los cinco (5) días siguientes a la terminación del mes, so pena de hacerse acreedor a la imposición de las sanciones contempladas en la sección relativa a las sanciones del presente Título.

(Decreto 1980 de 2003; art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.7. ***Alcance de la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo***. La función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, comprende las actividades de importación, transporte, almacenamiento, distribución (mayorista, minorista y tercero) de los combustibles líquidos derivados del petróleo por parte del Ministerio de Minas y Energía en los municipios de zonas de frontera.

El Ministerio, podrá ejercer esta función directa y autónomamente o la podrá ceder o contratar, total o parcialmente, con los distribuidores mayoristas con capacidad logística, técnica o interés comercial para la distribución de combustibles, autorizados como tales por el mencionado Ministerio, con terceros previamente aprobados y registrados por el mismo y/o con distribuidores minoristas.

La contratación o cesión de esta función por parte del Ministerio., o de las actividades que ella comprende, se realizará teniendo en cuenta las condiciones

propias de cada municipio de zona de frontera con sujeción al siguiente orden de prelación, el cual aplicará únicamente para efectos de la distribución de combustibles al consumidor final a través de estaciones de servicio.

1. Las plantas de abastecimiento ubicadas en el respectivo departamento fronterizo.

2. Las plantas de abastecimiento ubicadas en los municipios y departamentos vecinos a la respectiva zona de frontera con posibilidades técnicas y económicas de abastecerlos.

3. Los terceros previamente aprobados y registrados por el Ministerio de Minas y Energía.

4. Las estaciones de servicio ubicadas en las zonas de frontera.

Parágrafo 1°. Para el desarrollo de las actividades de importación de combustibles se deberá dar cumplimiento a lo señalado para el efecto en la legislación aduanera, particularmente lo contemplado en el Decreto 2685 de 1999 y las normas que lo aclaren, modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2°. En el caso de la distribución a los grandes consumidores, escogerá desde el punto de vista normativo, logístico, económico y comercial, la mejor opción disponible.

Parágrafo 3°. El consumidor final de zona de frontera que consuma menos de ocho mil (8.000) galones mes de combustibles líquidos derivados del petróleo, con destino al sector industrial, agrícola y comercial, podrá abastecerse directamente de una estación de servicio automotriz por surtidor, bien sea a través de recipientes de 55 galones para lo cual deberá cumplir con lo establecido en el parágrafo 5° del artículo 2.2.1.1.2.2.3.86., o por medio de un vehículo al cual se le haya adaptado un tanque o por un vehículo con carrocería tipo tanque, casos en los cuales la capacidad del tanque no podrá ser superior a los mil (1.000) galones.

El consumidor final de zona de frontera que consuma más de dos mil quinientos (2.500) y menos de veinte mil (20.000) galones mes de combustibles líquidos derivados del petróleo, con destino al sector agrícola, industrial y comercial, podrá abastecerse de una estación de servicio automotriz a través de vehículos con carrocería tipo tanque provenientes directamente de la planta de abastecimiento del Distribuidor Mayorista, para lo cual la estación de servicio automotriz que le distribuya deberá solicitar autorización ante el Ministerio de Minas y Energía– Dirección de Hidrocarburos.

Para efectos de que la estación de servicio automotriz con cupo asignado obtenga la autorización del Ministerio de Minas y Energía– Dirección de Hidrocarburos para distribuir directamente desde la planta de abastecimiento del Distribuidor Mayorista hacia la instalación del Consumidor Final en vehículos con carrocería tipo tanque, es requisito presentar copia de los siguientes documentos:

1. Certificado de existencia y representación legal del Consumidor Final, para personas jurídicas o registro mercantil para personas naturales, en el caso que aplique, expedidos por la Cámara de Comercio, con fecha no superior a

un (1) mes. En el caso de entidades públicas se deberá anexar el respectivo acto administrativo de constitución o el acto que rige el desarrollo de su objeto.

2. Certificación firmada por el interesado persona natural o por el representante legal cuando se trate de persona jurídica o entidad pública, a través de la cual conste la necesidad del combustible para el desarrollo de su actividad, así como la indicación de la infraestructura para el recibo y, de ser necesario en su actividad el almacenamiento del combustible, la infraestructura en que se depositará, la relación mes a mes de los consumos del último año, contados a partir de la fecha de la presentación de la solicitud, detallando el tipo de combustible, volumen y uso.

3. Información detallada de la infraestructura de los vehículos carrocería tipo tanque a través de la cual transportará y recibirá el combustible, anexando la autorización otorgada por el Ministerio de Minas y Energía para el transporte en Zonas de Frontera.

4. Contrato o acuerdo comercial suscrito entre la estación de servicio automotriz y el Consumidor Final.

5. En caso de que el Consumidor Final sea contratista del Estado para ejecutar obras de infraestructura, deberá presentar el documento correspondiente que lo certifique.

Cuando el distribuidor minorista a través de estación de servicio automotriz, ubicado en zona de frontera adquiera combustible con destino al consumidor final de que trata el presente artículo, así deberá expresarlo a su distribuidor mayorista, indicando: el tipo de combustible, el volumen y la dirección del consumidor final para que incluya estos datos en la guía única de transporte, así como la autorización dada por el Ministerio de Minas y Energía. Cada despacho debe estar respaldado con una factura de venta emitida por la estación de servicio automotriz, en la cual aparezca claramente detallados el combustible, volumen, origen y destino.

El distribuidor mayorista entregará copia de la guía única de transporte al vehículo con carrocería tipo tanque que reciba y transporte el combustible a las instalaciones del consumidor final.

El volumen que distribuya la estación de servicio automotriz al consumidor final bajo la modalidad de entregas directas con vehículos tipo carrocería tanque no puede superar el setenta por ciento (70%) del cupo total asignado por la UPME a la estación.

Parágrafo 5°. El Gran Consumidor ubicado en zonas de frontera podrá abastecerse de una estación de servicio automotriz, a través de vehículos con carrocería tipo tanque, provenientes directamente de la planta de abastecimiento del distribuidor mayorista, para lo cual la estación de servicio automotriz que le distribuya deberá solicitar autorización ante el Ministerio de Minas y Energía–Dirección de Hidrocarburos, presentando los siguientes documentos:

1. Información detallada de la infraestructura de los vehículos carrocería tipo tanque a través de la cual transportará y recibirá el combustible, anexando la autorización otorgada por el Ministerio de Minas y Energía para el transporte en Zonas de Frontera.

2. Contrato o acuerdo comercial suscrito entre la estación de servicio automotriz y el Gran consumidor.

3. En caso de que el Gran Consumidor sea contratista del Estado para ejecutar obras de infraestructura, deberá presentar el documento correspondiente que lo certifique.

Cuando el distribuidor minorista a través de estación de servicio automotriz ubicado en zona de frontera adquiera combustible con destino al gran consumidor, así deberá expresarlo a su distribuidor mayorista, indicando el tipo de combustible, el volumen y la dirección del gran consumidor para que incluya estos datos en la guía única de transporte, así como la autorización dada por el Ministerio de Minas y Energía. Cada despacho debe estar respaldado con una factura de venta emitida por la estación de servicio automotriz, en la cual aparezca claramente detallado el combustible, volumen, origen y destino.

El distribuidor mayorista entregará copia de la guía única de transporte al vehículo con carrocería tipo tanque que reciba y transporte el combustible a las instalaciones del gran consumidor.

El volumen que distribuya la estación de servicio automotriz al gran consumidor bajo la modalidad de entregas directas con vehículos tipo carrocería tanque no puede superar el cincuenta por ciento (50%) del cupo total asignado por la UPME a la estación.

(Decreto 386 de 2007, artículo 2°, parágrafos 4° y 5° adicionados por el decreto 2776 de 2010, art. 1°; la remisión que realiza el parágrafo 3° del presente art. a los decretos 2337 de 2004, modificado por los Decretos 4237 de 2004 y 2363 de 2006, 2338, 2339 y 2340 de 2004, modificado este último por los Decretos 4236 de 2004 y 2363 de 2006 y los tres anteriores por el Decreto 2363 de 2006).

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.8. ***Aprobación de un Plan de Abastecimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía.*** Para el otorgamiento de la autorización de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, modificada por el artículo 9° de la Ley 1430 de 2010 y el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, elaborará y aprobará un plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada uno de los departamentos que cuenten con municipios definidos como zona frontera, para lo cual podrá consultar a los distribuidores mayoristas, minoristas y/o terceros interesados, sin que ello implique que tales conceptos sean de obligatorio recibo.

Este plan deberá consultar los volúmenes máximos de combustibles establecidos para cada municipio por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, y deberá contener de manera detallada las condiciones bajo las cuales se efectuará el abastecimiento de combustibles, en especial las siguientes:

1. Los lugares desde donde se abastecerá de combustibles a la zona de frontera, indicando la procedencia del producto (nacional o importado) y determinando las posibles rutas que se utilizarán hasta el sitio de entrega por parte de dicha empresa.

2. La cadena de distribución que va a utilizar para la importación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles.

3. Las condiciones óptimas para abastecer el municipio, atendiendo las consideraciones económicas y logísticas.

Dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha de presentación del referido Plan, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, lo evaluará y, si es el caso, se realizarán los ajustes pertinentes. Conforme con el Plan, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, lo aprobará mediante resolución motivada y otorgará en ese mismo la autorización para la distribución de combustibles en el respectivo municipio de zona de frontera.

Las autorizaciones tendrán una vigencia de dos (2) años. Si el plan de abastecimiento no se modifica, la autorización se renovará automáticamente hasta por una vez. En todo caso, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, deberá elaborar un informe con los resultados y actividades desarrolladas en los municipios considerados como zonas de frontera, en materia de distribución de combustibles.

Si durante la vigencia de la autorización se presentaren cambios significativos en las condiciones de mercado que incidan en la prestación eficiente del servicio de distribución de combustibles líquidos, se ajustará el referido plan y el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, lo aprobará de acuerdo con el procedimiento establecido anteriormente.

Parágrafo. Dentro de los tres (3) días siguientes a la ejecutoria de los actos administrativos que conceden la autorización de que trata el presente artículo, se deberá poner en conocimiento de las autoridades de control que considere pertinentes y especialmente de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, el plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada una de las zonas de frontera y sus correspondientes modificaciones.

(Decreto 386 de 2007, art. 3°),

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.9. ***Volúmenes a distribuir en las zonas de frontera.*** El Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, establecerá los volúmenes máximos de combustibles líquidos derivados del petróleo, para la distribución en cada municipio de la respectiva zona de frontera.

Los volúmenes máximos de que trata este artículo se establecerán en cuotas mensuales, teniendo en cuenta los indicadores nacionales per cápita de consumo de combustibles aplicados a cada municipio de zona de frontera, los cuales serán ajustados por el consumo de gas natural vehicular en caso de que no existiera el mismo en cada una de las respectivas zonas de frontera; igualmente, se ajustará teniendo en cuenta el flujo vehicular interurbano asociado al municipio fronterizo.

El Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos establecerá, dentro de cada municipio de Zona de Frontera, el volumen que corresponda para cada una de las estaciones de servicio que se encuentren ubicadas en dichos municipios, de acuerdo con las compras y la capacidad instalada. Para el efecto, se tomará una ponderación del ochenta por ciento (80%) para la primera variable y una ponderación del veinte por ciento (20%) para la segunda. En acto administrativo de carácter general, la referida Unidad señalará la metodología respectiva de establecimiento y los periodos que se tendrán en cuenta para llevar cabo la respectiva asignación. Dicha metodología deberá ser aprobada previamente por el Ministerio de Minas y Energía –Dirección de Hidrocarburos.

Los volúmenes mensuales establecidos corresponden al periodo comprendido entre el primer y el último día del respectivo mes calendario. Si por razones derivadas de la firmeza de los actos administrativos de reasignación de volúmenes máximos o de la operatividad de los contratos o cesiones con el Ministerio de Minas y Energía, una estación de servicio empieza a distribuir combustibles un día diferente al primero de mes, el volumen asignado se dividirá entre los días calendario del mes y la estación de servicio podrá adquirir del mayorista o tercero la proporción correspondiente a los días restantes del mes.

Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos asignará los volúmenes máximos para los grandes consumidores, fijando a través de actos administrativos de carácter general, la metodología, los plazos, las variables, los procedimientos a seguir, los parámetros y la información que deben presentar los referidos agentes, sin perjuicio de las responsabilidades y obligaciones previstas para ellos en el presente decreto.

Una vez se expida la resolución mediante la cual se establezcan los volúmenes máximos de combustibles líquidos derivados del petróleo el Ministerio de Minas y Energía notificará a los interesados, pero no tendrá ninguna aplicación hasta cuando dicho acto administrativo quede ejecutoriado, para cuyo efecto el Ministerio enviará la información correspondiente.

El Ministerio de Minas y Energía, a partir de estudios técnicos que realice para determinar la pertinencia de las mismas, podrá utilizar variables como el indicador de crecimiento per cápita, la asignación de volúmenes máximos por áreas metropolitanas, en los casos en que aplique, y variables de ubicación, en especial el caso de estaciones ubicadas en vías nacionales respecto de las ubicadas en los cascos urbanos, y/o antigüedad en la asignación.

En igual sentido, el Ministerio de Minas y Energía, deberá hacer un estudio especial en relación con los municipios carboníferos ubicados en zonas de frontera, así como los municipios con importante desarrollo agrícola en las zonas de frontera, de tal forma que se determine si hay lugar a definir variables específicas. Dichos estudios deberán ser socializados en cada una de las regiones respectivas.

Parágrafo. Las empresas de Transporte Urbano Colectivo de Pasajeros que sean propietarias de estaciones de servicio que subsidien directamente el pasaje a la población vulnerable y/o estudiantil en porcentajes iguales o superiores al 25%, y que desarrollen sus actividades en municipios con características específicas como población inferior a 200.000 habitantes, tener conflictos de grupos al margen

de la ley, alta población desescolarizada, índice de NBI superior a la media nacional, podrán obtener cupo adicional al establecido bajo las variables y condiciones señaladas en el presente decreto, equivalente al 50% del volumen máximo que se le otorgue, el cual se tendrá en cuenta por encima del tope señalado para el respectivo municipio.

Las estaciones de servicio que cumplan con las condiciones señaladas en el presente parágrafo, deberán enviar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía las respectivas certificaciones emitidas por las autoridades competentes, en el plazo señalado en el inciso tercero del artículo siguiente y renovar las mismas cada año, so pena de perder el referido beneficio.

(Decreto 386 de 2007 art. 4°; párrafo 3° modificado por el decreto 2776 de 2010, art. 5°; Parágrafo adicionado por el Decreto 733 de 2008, art 2°; este artículo tiene adiciones de parágrafos transitorios realizadas: por el artículo 1 del decreto 733 de 2008 y el artículo 2° del decreto 2776 de 2010.)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.10. ***Certificación de estaciones de servicio y asignación de volúmenes máximos.*** Los volúmenes asignados por el Ministerio de Minas y Energía, tendrán una vigencia de dos (2) años y serán fijados durante el primer trimestre del primer año del respectivo período.

Para la asignación de los volúmenes máximos, las estaciones de servicio ubicadas en los diferentes municipios fronterizos deberán entregar al Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, una certificación expedida con no más de cuatro (4) meses de antelación por el organismo de certificación acreditado o aquel organismo que determine la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces, en la que conste que cuenta con el certificado de conformidad de que trata el numeral 8o del artículo 2.2.1.1.2.2.3.91., sobre el cumplimiento de los requisitos contenidos en la subsección "Distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo", o las normas que los modifiquen, aclaren o sustituyan, por parte de la estación de servicio para la cual se pretenda obtener una asignación de volumen máximo. Dicho certificado deberá incluir la capacidad de almacenamiento justificada en un proceso de aforo verificado por el respectivo organismo de certificación acreditado o aquel organismo que determine la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces.

Para el efecto, dicha información debe ser entregada en el Ministerio de Minas y Energía a más tardar el 31 de enero del año respectivo, de lo contrario no se tendrá en cuenta en el correspondiente establecimiento de volúmenes máximos.

El Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, con base en dicha información analizará la relación de estaciones de servicio ubicadas en los municipios fronterizos que cumplen la totalidad de los requisitos establecidos en la normatividad vigente, con el fin de que sean objeto de la respectiva asignación.

(Decreto 386 de 2007, art. 5°), parágrafo transitorio derogados por el decreto 733 de 2008, art 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.11. ***Reasignación de volúmenes máximos y sanciones.*** En el evento en que una estación de servicio que haya sido objeto de asignación de un volumen máximo de combustibles líquidos derivados del petróleo

pierda el derecho de continuar operando, bien sea por sanciones administrativas, penales y/o derivados del contrato o cesión con el Ministerio de Minas y Energía, o que no haya suscrito el respectivo contrato o cesión dentro de los 30 días hábiles a la expedición del señalado volumen máximo, el Ministerio con el fin de evitar desbalances en el abastecimiento de los municipios fronterizos reasignará dicho volumen entre las demás estaciones de servicio del referido municipio, sin que sea necesario esperar hasta la próxima asignación general, de conformidad con la metodología señalada en la normatividad vigente y el procedimiento que para el efecto expida la mencionada Unidad.

En el evento en que se presenten los casos de pérdidas de derechos de que trata el presente artículo, las autoridades respectivas informarán al Ministerio dentro de los dos (2) días siguientes a la ejecutoria del acto administrativo o a la expedición de la respectiva comunicación, sobre la determinación tomada en relación con el contrato o cesión, para que la Dirección de Hidrocarburos dentro de los cinco (5) días siguientes efectúe el proceso de reasignación.
La estación de servicio que pierda el derecho de continuar operando como consecuencia de la comisión de una conducta penal imputable a su propietario y/o administrador, esta no tendrá derecho a que se le conceda un volumen máximo por lo menos durante las dos (2) siguientes asignaciones generales.

En el caso en que la sanción impuesta en contra de la estación de servicio, tenga orígenes administrativos y/o derivados del contrato o cesión con el Ministerio., siempre que no involucre actividades ilícitas, el propietario de la estación podrá, luego de haber transcurrido una (1) asignación general y previo el estudio y la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, de acuerdo con las condiciones generales señaladas en el presente Decreto, solicitar nuevamente la asignación de un volumen máximo.

El Ministerio de Minas y Energía, deberá manejar y administrar en forma coordinada la información relacionada con la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en zonas de frontera, con el fin de agilizar el proceso de captura de los datos relacionados con este tema.

Parágrafo. El retiro del certificado de conformidad por parte de un organismo de certificación dará lugar a la cancelación del cupo asignado, bien sea a las estaciones de servicio o a los grandes consumidores. En este sentido el organismo certificador deberá enviar una comunicación al Ministerio de Minas y Energía– Dirección de Hidrocarburos explicando las razones de dicha decisión, respaldándolas con un informe documentado con base en el cual la Dirección de Hidrocarburos realizará la cancelación del cupo y las reasignaciones contempladas en el presente artículo.

En todo caso, el Ministerio de Minas y Energía– Dirección de Hidrocarburos, cuando medien consideraciones de orden legal, técnico o de seguridad industrial frente a los requisitos señalados en la normatividad vigente, solicitará a los organismos de certificación las explicaciones respectivas con el fin de que si es el caso, adopten las medidas pertinentes

(Decreto 386 de 2007, art. 6°, parágrafo adicionado por el decreto 2776 de 2010, art. 8)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.12. ***Inclusión de nuevos municipios como zonas de frontera.*** Una vez expedido el acto administrativo de inclusión del nuevo municipio fronterizo, las estaciones de servicio ubicadas en dichos entes territoriales, que se encuentren operando, deberán presentar ante el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes, el certificado de conformidad expedido con no más de cuatro (4) meses de antelación, por un organismo de certificación acreditado o aquel organismo que determine la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces, en el que conste que la misma cumple con la totalidad de requisitos establecidos en la normatividad vigente; así mismo, deberán presentar el Registro único Tributario, RUT.

El Ministerio de Minas y Energía llevará la relación de las estaciones de servicio que cumplan la totalidad de requisitos para efectos de los respectivos volúmenes máximos, y para los ajustes correspondientes en el plan de abastecimiento.

Una vez recibida la información en mención, el Ministerio asignará los respectivos volúmenes máximos dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes. Dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que se asignen los volúmenes máximos, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, ajustará en el plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para el correspondiente departamento fronterizo.

Dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de elaboración del referido plan, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, lo evaluará y, si es el caso, señalará un plazo, para que se realicen los ajustes pertinentes. Conforme con el plan, el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, lo aprobará mediante resolución motivada y otorgará en ese mismo acto el visto bueno para la distribución de combustibles en el respectivo municipio de zona de frontera.

Definida la primera asignación de volúmenes máximos, la dinámica sobre el particular se ajustará a las condiciones generales señaladas en este decreto.

(Decreto 386 de 2007, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.13. ***Transporte de combustibles.*** Los interesados en transportar combustibles entre las instalaciones de los agentes que distribuyan combustibles exentos en zonas de frontera, deberán enviar al Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, para su autorización y registro los siguientes documentos:

1. Certificado de revisión y aceptación otorgado por el Ministerio de Transporte o quien haga sus veces sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos en el Decreto Reglamentario Único del sector transporte, sección "transporte terrestre de mercancías peligrosas por carretera.", o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

2. Póliza de responsabilidad civil extracontractual (acompañada del clausulado general y anexos) por el monto establecido en la subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo.

3. Información sobre el departamento fronterizo hacia o dentro del cual desea transportar combustibles, el cual deberá ser uno solo y de modificarse deberá solicitar la respectiva corrección del registro.
4. De ser necesario, información sobre el cabezote utilizado para transportar cada remolque habilitado para el transporte de combustibles. No se autorizarán remolques que no tengan claramente definido su respectivo cabezote.

Los transportadores de combustibles líquidos derivados del petróleo en los municipios de Zonas de Frontera tendrán, además de las obligaciones establecidas en el presente Decreto, aquellas consagradas en la Subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo del presente Decreto y el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte.

El transporte de combustibles en zonas de frontera podrá ser efectuado por los Distribuidores Mayoristas, Distribuidores Minoristas y Terceros, con sus propios carrotanques o con transportadores contratados por ellos; en cualquier caso, el transportador debe cumplir con las obligaciones contempladas en las autorizaciones y/o cesiones suscritos entre el Ministerio y los distribuidores Mayoristas, Minoristas y/o Terceros.

Si el transportador no cumple dichas obligaciones, el Ministerio de Minas y Energía, previo agotamiento del procedimiento correspondiente, determine si hay lugar o no a la imposición de sanción, de conformidad con lo establecido en la sección relativa a las sanciones del presente Título.

El Ministerio de Minas y Energía pondrá a disposición de los Distribuidores Mayoristas y Minoristas, de los Terceros y de las autoridades de control, entre ellas la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, el reporte de los transportadores autorizados para ejercer la actividad en cada municipio de zonas de frontera.

El ministerio deberá establecer rutas específicas y horarios para el transporte de combustibles hacia los municipios de las zonas de frontera, que serán incluidas en los planes de abastecimiento, sin perjuicio de que pueda incorporar en ellos otras rutas alternas por condiciones logísticas de optimización.

Parágrafo 1°. Para los efectos del transporte de combustibles hacia las zonas de frontera, las guías de transporte establecidas en la subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo o la norma que lo modifique, aclare o sustituya, tendrán una fecha de expiración que será definida por el Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, a través de la aprobación de los respectivos planes de abastecimiento, información que se pondrá en conocimiento de los distribuidores mayoristas, minoristas y terceros.

(Decreto 386 de 2007, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.14. ***Aprobación y registro de terceros.*** Los Terceros interesados en obtener autorización, para la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en las zonas de frontera, deberán contar con registro y aprobación previa por parte del Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, para lo cual deberán presentar:

1. Certificado de existencia y representación legal, expedido por la Cámara de Comercio, con fecha no superior a tres meses en el que conste que dentro de su actividad principal se encuentra la importación, comercialización y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.

2. Información que acredite la capacidad técnica y operativa para el manejo de combustibles.

3. Póliza de responsabilidad civil extracontractual (acompañada del clausulado general y anexos de la misma) vigente por el monto establecido en la subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos, decidirá sobre la solicitud de inscripción de los terceros mediante resolución motivada dentro de los diez (10) días siguientes al recibo de la información establecida en el presente artículo.

Las aprobaciones y registros de los terceros sólo aplicarán para las contrataciones o cesiones con el Ministerio de Minas y Energía, de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, modificado por el artículo 9° de la Ley 1430 de 2010 y el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012. Por lo tanto, su vigencia estará circunscrita a la duración del contrato que el respectivo Tercero celebre con el Ministerio. En aquellos casos en los que el tercero que haya sido aprobado y registrado no cuente con contrato, la aprobación y registro tendrán una duración máxima de seis (6) meses a partir de la fecha de su otorgamiento y podrán ser renovados por períodos iguales.

Parágrafo 2°. Los terceros que operen en los departamentos de La Guajira, e regirán por lo dispuesto en las normas señaladas en el Parágrafo Tercero del artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del presente Decreto.

(Decreto 386 de 2007, art. 9°, modificado por la Ley 1430 de 2010, art. 9°; modificado a su vez por la Ley 1607 de 2012, art. 176, parágrafo 2° derogado parcialmente por el decreto 1475 de 2014)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.15. ***Responsabilidades y Obligaciones de ECOPETROL S. A., de los Distribuidores Mayoristas y Minoristas, de los Grandes Consumidores, de los Terceros y de los Transportadores.*** Los combustibles de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, modificado por el artículo 9 de le Ley 1430 de 2010, modificado a su vez por el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012, deberán ser almacenados y distribuidos por los minoristas a los cuales el Ministerio de Minas y Energía les haya asignado el correspondiente volumen máximo y tengan suscrito un contrato o cesión con la entidad competente. Los volúmenes máximos con las excepciones de impuestos de tales combustibles a distribuir en cada estación de servicio, no podrán ser superiores a los asignados por el Ministerio para cada estación de servicio, para lo cual, además de las acciones de control que desarrolle la DIAN y el Ministerio, los Distribuidores Mayoristas, Minoristas y los Terceros, adelantarán las que consideren pertinentes.

Se autoriza la cesión de volúmenes máximos, entre estaciones de servicio ubicadas en un mismo municipio y dentro del mismo departamento fronterizo para la gasolina motor y el ACPM y entre los municipios del departamento fronterizo para el ACPM, lo cual se deberá realizar a título gratuito y con previa autorización del Ministerio de Minas o de la entidad competente. Los volúmenes cedidos serán tenidos en cuenta a la estación de servicio que los reciba para efectos de las siguientes asignaciones y deberán ser despachados directamente, desde las respectivas plantas de abastecimiento o centros de acopio a la estación de servicio cesionaria del volumen.

En igual sentido, se autoriza bajo las mismas condiciones señaladas en el inciso anterior, la cesión de volúmenes máximos a estaciones de servicio que se constituyan como nuevas dentro de una respectiva vigencia, siempre y cuando dichas estaciones cumplan con lo señalado en el artículo 2.2.2.1.1.2.2.6.1. del presente decreto, es decir obtener el certificado de conformidad y el aval del Ministerio de Minas y Energía– Dirección de hidrocarburos, sin que ello signifique obligación de asignación de volúmenes máximos a las mismas, antes de la próxima asignación.

Los Distribuidores Mayoristas y Minoristas, los Grandes Consumidores y Terceros no podrán celebrar contratos de transporte para las Zonas de Frontera con personas naturales o jurídicas que no cumplan los requisitos establecidos en el Decreto Reglamentario Único del Sector Transporte y la subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo, del presente decreto o en las normas que los modifiquen o sustituyan.

Los Distribuidores Mayoristas y Minoristas y Terceros autorizados por el Ministerio de Minas, o la entidad competente, o les ceda las actividades de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, modificado por el artículo 9° de la Ley 1430 de 2010 modificado a su vez por el artículo 173 de la Ley 1607 de 2012, deberán entregar a dicho ente y a la DIAN, mensualmente y a más tardar el tercer día hábil del mes siguiente al de la adquisición del combustible, la información sobre los productos vendidos en cada uno de los municipios y corregimientos donde operan, debidamente certificada por contador público o revisor fiscal.

Las estaciones de servicio y los grandes consumidores ubicados en Zonas de Frontera deberán informar a través del Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles –Sicom, en concordancia con los términos y condiciones señalados en la Resolución 18 2113 de 2007 o en las normas que los modifiquen o sustituyan, el volumen en galones, de combustibles adquiridos y la relación de las ventas efectuadas en el mes calendario inmediatamente anterior, con discriminación de productos, cantidad en galones y precios de los mismos, so pena de la imposición de las sanciones señaladas en la sección "Sanciones" del Presente Título o las normas que lo modifiquen o sustituyan. El Sicom pondrá a disposición de la entidad competente y la DIAN la información que requieran sobre el particular.

No obstante lo anterior, durante los tres (3) meses siguientes al 3 de agosto de 2010, los agentes de la cadena de distribución y los terceros deberán seguir enviando adicionalmente copia de dicha información directamente al , y la DIAN dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la terminación del mes.

Sin perjuicio de la sanción a que haya lugar por no entregar oportunamente la información señalada en el inciso anterior, El Ministerio en el siguiente proceso de asignación de los volúmenes máximos de que trata la presente subsección no tendrá en cuenta la información que sea presentada extemporáneamente respecto de cualquier periodo.

A más tardar dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la finalización de cada año, el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles– Sicom pondrá a disposición del Ministerio de Minas y Energía y para efectos de la asignación de los volúmenes máximos, las compras de cada una de las estaciones de servicio ubicadas en los departamentos considerados como Zonas de Frontera.

Los Distribuidores Mayoristas, las estaciones de servicio, los Grandes Consumidores, Terceros y/o los Transportadores que operen en Zonas de Frontera, deberán conservar en sus archivos las guías únicas de transporte de que tratan la subsección de distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo.

Las plantas de abastecimiento legalmente establecidas, que se encuentren localizadas en el área de influencia, que abastezcan estaciones de servicio ubicadas en municipios de Zonas de Frontera, deberán llevar un registro independiente para cada uno de los combustibles que se distribuyan en dicha zona, el cual deberá contener, entre otros: nombre de la estación de servicio, municipio, cupo mensual asignado, volumen retirado mensual, valor correspondiente a sobretasa. Este registro deberá ser informado mensualmente al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos o a la entidad competente, y a la DIAN, so pena de imposición de las sanciones contempladas en los artículos la sección "Sanciones" del presente Título o la norma que lo modifique o sustituya.

Parágrafo: El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad competente, en los contratos o cesiones que suscriba con distribuidores Mayoristas, Minoristas y Terceros, podrá exigir las garantías sobre responsabilidad que considere pertinentes y tomar las demás previsiones a que haya lugar.

(Decreto 386 de 2007, art. 10, modificado por el Decreto 2776 de 2010, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.16. ***Estructura de precios de los combustibles en zonas de frontera.*** El Ministerio de Minas y Energía definirá la estructura de precios de los combustibles en las zonas de frontera de acuerdo con los costos en los que incurra y la cadena de distribución que utilice.

(Decreto 386 de 2007, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.17. ***Futuros Establecimientos de Volúmenes Máximos.*** Los volúmenes máximos señalados en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.9., permanecerán vigentes hasta el primer trimestre del año 2013, año en el cual y en adelante se aplicará el procedimiento señalado en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.10. o en las normas que lo modifiquen o sustituyan.

(Decreto 2776 de 2010, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.18. ***Asignación de Volúmenes Máximos a Nuevas Estaciones de Servicio.*** Autorizase al Ministerio de Minas y Energía–Dirección de Hidrocarburos para otorgar en cualquier momento volúmenes máximos a las estaciones de servicio que hayan quedado por fuera de la asignación general llevada a cabo en determinado año, incluidas las señaladas en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.11 del presente Decreto, siempre y cuando obtengan el certificado de conformidad y hasta tanto se realice la nueva asignación general. Lo anterior, bajo la metodología general establecida en las normas vigentes y de ser el caso por encima del tope señalado para el respectivo municipio en el cual se encuentren las diferentes estaciones.

(Decreto 2776 de 2010, art 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.19. ***Asignación o Reasignación de Volúmenes Máximos en Condiciones Especiales.*** El Ministerio de Minas y Energía, a través de un acto general y con el debido soporte, podrá señalar medidas para la asignación o reasignación de volúmenes máximos cuando por condiciones especiales se requiera trasladar volúmenes entre municipios fronterizos del mismo departamento, con miras a garantizar el abastecimiento de combustibles, generar medidas de control a la distribución y corregir fenómenos derivados de dificultades con países vecinos o de problemas con connotación social en las regiones fronterizas.

(Decreto 2776 de 2010, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.20. ***Definición de Esquemas Especiales de Abastecimiento de Combustibles.*** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, con base en los planes de abastecimiento debidamente aprobados en los términos señalados en el Presente Decreto o en las normas que lo modifiquen o sustituyan, podrá diseñar esquemas especiales de abastecimiento de combustibles a los departamentos fronterizos.

(Decreto 2776 de 2010, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.1.1.2.2.6.21. ***Establecimiento de Volúmenes Máximos a Estaciones de Servicio Vinculadas a Sistemas de Transporte Masivo y/o a Sistemas Estratégicos de Transporte Público.*** A las estaciones de servicio vinculadas a Sistemas de Transporte Masivo o a Sistemas Estratégicos de Transporte Público ubicadas en municipios considerados zonas de frontera, el Ministerio de Minas y Energía asignará volúmenes máximos de combustibles, de acuerdo con el consumo estimado para su parque vehicular y por fuera de la metodología general de asignación para las estaciones de servicio del respectivo municipio. En dicho sentido, el volumen se fijará por encima del tope señalado para el municipio en el cual se encuentren las estaciones y para el efecto el Ministerio tendrá en cuenta, entre otros, la cantidad de vehículos, el crecimiento del parque vehicular, periodo de asignación, número de recorridos y consumo por vehículo, de acuerdo con los promedios eficientes.

Las estaciones de servicio que cumplan con las condiciones señaladas en el presente artículo, deberán enviar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en el plazo previsto en el inciso tercero del artículo

2.2.1.1.2.2.6.10., las certificaciones emitidas por las autoridades competentes, las cuales deberán ser renovadas cada año, so pena de perder el beneficio.

Parágrafo. Si en la actualidad existen estaciones de servicio con volúmenes máximos asignados y pertenecientes a empresas vinculadas a Sistemas de Transporte Masivo y/o a Sistemas Estratégicos de Transporte Público, estas no podrán ser objeto de doble beneficio y el Ministerio tendrá en cuenta dicha condición al momento de asignar los volúmenes máximos.

(Decreto 2776 de 2010, art. 10)

CAPÍTULO 2.
ASPECTOS ECONÓMICOS

Sección 1.
PROPIEDAD DEL RECURSO

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.1. ***Registro de providencias.*** Para los efectos del artículo 1° de la Ley 10 de 1961 y sin perjuicio del Registro de Instrumentos Públicos y Privados establecidos en el Código Civil, en la Secretaría del Ministerio de Minas y Petróleos se hará el registro de las sentencias y de todas las providencias administrativas que reconozcan y declaren definitivamente la propiedad privada del subsuelo petrolífero, y también de los actos y contratos que con posterioridad a dicho reconocimiento trasladen o muden el dominio de tal subsuelo, o le impongan gravámenes o limitaciones de cualquier naturaleza. Este registro se llevará en tres libros, debidamente foliados y rubricados en cada una de sus páginas con la firma del Secretario General, libros que tendrán las siguientes destinaciones:

Libro primero. En él se anotarán, en riguroso orden de entrada, las sentencias judiciales definitivas que reconozcan y declaren la propiedad privada del subsuelo petrolífero.

Libro segundo. En él se anotarán, igualmente en orden de entrada, los reconocimientos que de la propiedad privada del subsuelo petrolífero se hagan mediante providencia administrativa.

Libro tercero. En este libro se inscribirán los actos y contratos que con posterioridad al reconocimiento de la propiedad privada del subsuelo petrolífero trasladen o muden el dominio del mismo o le impongan gravámenes o limitaciones de cualquier naturaleza.

(Decreto 1348 de 1961, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.2. ***Características del registro.*** Para efectuar el registro, el propietario o cualquier persona que tenga interés jurídico en ello, presentará copia auténtica de la sentencia judicial, de la providencia administrativa o del instrumento en que consten las mutaciones o gravámenes, según el caso. El registro contendrá los siguientes datos:

1. Número y fecha de la inscripción.

2. Nombre, nacionalidad y vecindad del propietario.

3. Departamento, intendencia o comisaría y municipio en donde se halle situado el terreno petrolífero de cuyo registro se trate.

4. Nombre del terreno, extensión y alinderación del mismo.

5. fecha y parte dispositiva de la resolución administrativa que haya reconocido la propiedad privada del petróleo, fecha y parte dispositiva de la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en que se haya declarado el derecho o número y fecha del instrumento por medio del cual se haya efectuado la mutación del dominio o impuesto gravámenes o limitaciones al mismo.

Parágrafo. Con destino al Ministerio de Minas y Energía, el Procurador General de la Nación solicitará a la Corte Suprema de Justicia copia del papel común de todas las sentencias que recaigan o hubieren recaído sobre demandas referentes a propiedad privada del subsuelo petrolífero.

(Decreto 1348 de 1961, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.3. ***Incumplimiento de la obligación de realizar el registro.*** Las multas causadas por la renuencia en el cumplimiento de la obligación del registro, serán impuestas al propietario del subsuelo petrolífero, por el Ministerio de Minas y Energía a favor del Tesoro Nacional, mediante resolución motivada.

(Decreto 1348 de 1961, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.4. ***Deslinde de zonas petrolíferas.*** Cuando de conformidad con el artículo 2° de la Ley 10 de 1961 se formalizare pacto para el deslinde de zonas petrolíferas reconocidas definitivamente como de propiedad privada, se procederá así:

1. Dentro de los quince días siguientes a la fecha del pacto, el Ministerio de Minas y Energía señalará día y hora para la diligencia del deslinde y las partes designarán los peritos que en ella deban intervenir.

2. Si practicada la diligencia no hubiere discrepancia sobre ella, el Ministerio la aprobará dentro de los quince (15) días siguientes, mediante resolución que deberá ser inscrita en el libro de registro de que trata el artículo 37 del Código de Petróleos.

3. Si hubiere discrepancia en la diligencia de deslinde, la parte inconforme deberá acudir dentro de los quince (15) días siguientes al procedimiento arbitral establecido por el artículo 11 del Código de Petróleos a cuyo efecto concretará en resolución motivada o en memorial dirigido al Ministerio de Minas y Energía, los puntos de desacuerdo con la diligencia de deslinde que han de ser sometidos al arbitraje. Decidido por los peritos el punto controvertido, el Ministerio aprobará la diligencia como resulte en definitiva del fallo arbitral mediante resolución especial que dictará dentro de los

quince (15) días siguientes, que deberá registrarse en el libro de que trata el artículo 37 del Código de Petróleos.

En este caso, se seguirá el procedimiento establecido en la Ley 1563 de 2012.

(Decreto 1348 de 1961, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.5. ***Datos de carácter científico y técnico.*** El Gobierno previo concepto de los organismos técnicos del Ministerio de Minas y Energía, señalará, por medio de resolución para cada rama de la industria petrolera, los datos de carácter científico, técnico, económico y estadístico que a su juicio deban presentar las personas a que se refiere el artículo 4º de la Ley 10 de 1961 y la época en que ha de cumplirse tal obligación. La violación de la reserva que sobre estos datos está obligado a guardar el Gobierno, será sancionada con la destitución inmediata del responsable, sin perjuicio de las sanciones penales a que hubiere lugar

(Decreto 1348 de 1961, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.6. ***Cima de la Cordillera Oriental.*** Se entiende por cima de la Cordillera Oriental, la línea de puntos más altos de esta cadena de montañas, con rumbo general nordeste, que va desde el Sur del país hasta el ramal que termina en el punto de Tamá, que coincide con la línea de divorcio de aguas entre el sistema hidrográfico al Oriente de esa Cordillera y el resto del país.

(Decreto 1348 de 1961, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.7. ***Mantenimiento de los bienes objeto de reversión.*** A partir de los 20 años del período de explotación el concesionario deberá incluir, dentro de las inversiones previstas por el Código de Petróleos, las partidas necesarias para el mantenimiento de las instalaciones, equipos, bienes muebles e inmuebles, etc., objeto de reversión al Estado.

(Decreto 1348 de 1961, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.8. ***Datos y documentos sobre actividades de exploración y explotación.*** Los datos y documentos sobre actividades de exploración y explotación de que trata el artículo 28 del Código de Petróleos se entregarán al Ministerio antes del 1º de marzo siguiente al año calendario o parte del mismo a que se refieren. La memoria contendrá un informe documentado sobre la realización del programa de inversiones y actividades, de conformidad con las normas que dicte el Ministerio.

(Decreto 1348 de 1961, art. 10)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.9. ***Prórroga del período de explotación.*** Para que el Gobierno pueda entrar a considerar la solicitud de prórroga del período de exploración de todo contrato sobre exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional, el respectivo concesionario deberá presentar al estudio del Ministerio de Minas y Petróleos la siguiente documentación:

1. Un plano topográfico o geológico del área contratada, levantado por sistemas acordes con las técnicas y la ciencia aplicables, a esta clase de levantamientos, que traduzca fielmente todos los accidentes geográficos, topográficos y geológicos principales de la zona concedida, y donde se hayan localizado las manifestaciones de hidrocarburos, aguas saladas, termales, azufradas o de otra índole, descubiertas por el concesionario.

2. Una columna estratigráfica que detalle la sucesión normal de los estratos así como las alteraciones e irregularidades que presenten y su reunión en conjunto y horizontes.

3. Uno o más perfiles transversales de cada una de las estructuras en las cuales el concesionario haya explorado con taladro, basados en la determinación de alturas hechas sobre el terreno, perfiles que deben ser claros y suficientemente detallados para poder apreciar cabalmente las estructuras por ellos representadas.

4. Un perfil longitudinal tomado por línea axial de la estructura explorada o por cerca de ella.

5. La descripción de los métodos topográficos y geológicos empleados en la confección de los documentos anteriores.

6. Una descripción general de la topografía con relación de vías de acceso a la localidad, característica de los ríos, depresiones de las cordilleras, población establecida, clima, etc.

7. Un trabajo sobre la estratigrafía y subdivisión de la formación o formaciones de la zona contratada.

8. Un muestrario completo, debidamente catalogado, del material de los estratos constitutivos de cada una de las estructuras en las cuales el concesionario haya explorado con taladro. Si éste ha encontrado petróleo u otros hidrocarburos, al muestrario de las rocas acompañará, en cantidad suficiente, muestras de los hidrocarburos sólidos o líquidos encontrados dentro de la concesión.

9. Un plan de actividades que el concesionario desarrollará durante la prórroga solicitada, con inclusión de un programa de perforación mínima de 4.000 metros en busca de petróleo en uno o varios pozos, y de las inversiones por realizar durante la prórroga solicitada, todo ello para la aprobación del Ministerio y concepto del Consejo de Petróleos

(Decreto 1348 de 1961, art. 14°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.10. ***Aprobación de los documentos por parte del Ministerio.*** Aprobados por el Ministerio de Minas y Energía los documentos anteriores para obtener la prórroga solicitada, el concesionario deberá demostrar los siguientes hechos:

1. Que ha cumplido la obligación de que trata el artículo 28 del Código de Petróleos.

2. Que ha perforado durante el período de exploración inicial un mínimo de 2.000 metros con equipo completo de perforación en busca de petróleo, en uno o varios pozos, siendo entendido que estos trabajos deberán iniciarse por lo menos seis (6) meses antes de vencerse el período inicial de exploración.

3. Que habiéndose hallado petróleo en los pozos perforados durante el período de exploración, la producción obtenida aún no puede considerarse comercial.

4. Que tiene cumplidas todas las obligaciones provenientes del contrato.

5. Que en el período anterior ha llevado a cabo el plan de actividades y de inversiones correspondientes.

La demarcación definitiva de los límites del área contratada que exige el artículo 29 del Código de Petróleos, se hará por medio de mojones de concreto, tanto en los vértices como en los alineamientos, de acuerdo con las normas y especificaciones indicadas en el artículo 161 del mismo Código y según los dispuesto por el artículo 26 de la Ley 10 de 1961

(Decreto 1348 de 1961, art. 15°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.11. ***Término para presentar la solicitud de prórroga.*** Toda solicitud de prórroga deberá presentarse al Ministerio de Minas y Petróleos por lo menos sesenta (60) días antes de la fecha del vencimiento del período precedente. Si transcurridos sesenta días a partir de esta misma fecha, el Ministerio no hubiere dictado resolución definitiva al respecto, se considerará concedida la prórroga. Cuando el Ministerio considere necesario completar la documentación y pruebas de que tratan los artículos anteriores, este término solo se contratará a partir de la fecha en que el interesado cumpla lo ordenado al respecto.

(Decreto 1348 de 1961 art. 16)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.12. ***Disposiciones adicionales.*** Lo dispuesto en el inciso 4° del artículo 9° de la Ley 10 de 1961 es aplicable también a todas las concesiones de petróleo vigentes.

(Decreto 1348 de 1961 art. 17)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.13. ***Obligación de suministrar información al Ministerio de Minas y Energía.*** Toda persona que explore y explote petróleo conjuntamente con gas natural o gas únicamente, de propiedad privada o nacional, está en la obligación de Suministrar al Ministerio de Minas y Petróleos los datos de carácter científico, técnico y económico que a juicio del Ministerio sean necesarios para el estudio y control de la explotación técnica de petróleo y gas en el país, con el fin de evitar el desperdicio de tales recursos y asegurar su máxima recuperación final.

(Decreto 1348 de 1961 art. 27)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.14. ***Estimación de las reservas.*** Con el fin de conocer reservas y óptimas condiciones de producción, el Ministerio de Minas Petróleos podrá ordenar la ejecución de pruebas o ensayos de producción, presiones de fondo u otros en pozos de petróleo o gas según prácticas usuales en la industria del petróleo.

(Decreto 1348 de 1961 art. 28)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.15. ***Medición de los hidrocarburos.*** Los hidrocarburos líquidos y gaseosos deberán separarse y medirse de acuerdo con los métodos que al efecto prescriba el Ministerio o, en su defecto, por los de uso corriente en la industria del petróleo.

(Decreto 1348 de 1961 art. 29)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.16. ***Límites de relaciones.*** La producción de los pozos no podrá efectuarse con relaciones perjudiciales de gas y petróleo o agua y petróleo. El Ministerio fijará en cada caso los límites de estas relaciones y, en consecuencia, podrá restringir la producción de pozos de petróleo y gas u ordenar el cierre de pozos que sobrepasen dichos límites.

(Decreto 1348 de 1961 art. 30)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.17. ***Clasificación y reclasificación de Yacimientos de Hidrocarburos.*** El Ministerio podrá clasificar y reclasificar los yacimientos como de petróleo, gas o condensado, o los pozos como de petróleo, gas o condensado
(Decreto 1348 de 1961 art. 31)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.18. ***Límite de producción eficiente***. La producción de petróleo y de gas no podrá en ningún caso sobrepasar la rata máxima de producción eficiente según normas que dicte el Ministerio.

(Decreto 1348 de 1961 art. 32)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.19. ***Participaciones del Estado en la producción.*** Sobre todo gas producido en una explotación de propiedad nacional o privada, que se utilice para fines comerciales o industriales, deberán pagarse al Estado las participaciones o impuestos correspondientes, los cuales podrán ser reducidos de conformidad con lo establecido en el parágrafo primero del artículo 15, en concordancia con el artículo 17 de la Ley 10 de 1961.
Si no se efectuare la utilización industrial o comercial de que habla el inciso anterior dentro del plazo estipulado en el artículo 14 de la Ley 10 de 1961, el Gobierno podrá disponer gratuitamente del gas y contratar su aprovechamiento en cualquier tiempo con el mismo explotador o con terceros.

(Decreto 1348 de 1961 art. 33)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.20. ***Liquidación de participaciones del Estado.*** La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio, al hacer la liquidación de las participaciones del Estado en las explotaciones correspondientes a contratos perfeccionados a partir de la vigencia de la Ley 10 de 1961, determinará el valor a

cargo del respectivo explotador para atender al sostenimiento de becas de que trata el artículo 19 de la misma.

La suma liquidada se consignará mensualmente por el concesionario en el Fondo Especial de Becas del Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 1348 de 1961 art 38)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.21. ***Liquidación de las participaciones y determinación de becas.*** Las participaciones que en desarrollo del artículo 18 del Código de Petróleos, se establecen para las concesiones en explotación anteriores a la vigencia de la Ley 10 de 1961, continuarán rigiéndose por el Decreto 916 de 1959, y la determinación del número de becas, así como la liquidación del valor correspondiente, se hará por la Dirección de Hidrocarburos con destino al Fondo de que trata el artículo anterior.

(Decreto 1348 de 1961 art 39)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.22. ***Vigencia de la Ley 10 de 1961.*** El concesionario que determinare adaptar el contrato sobre exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional, perfeccionado con anterioridad a la vigencia de la Ley 10 de 1961 a los términos de ésta, lo solicitará al Ministerio de Minas y Petróleos, el cual, si acepta la adaptación, ordenará suscribir el contrato adicional respectivo dentro del mes siguiente a la notificación de la providencia que la haya aceptado.

Parágrafo. Cuando contratos perfeccionados con anterioridad a la vigencia de la Ley 10 de 1961, se adapten a sus disposiciones, los plazos fijados por esta para los períodos de exploración y explotación, se reducirán en el tiempo corrido para dichos plazos en el contrato inicial.

(Decreto 1348 de 1961 art. 62)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.23. ***Propiedad de los yacimientos de Hidrocarburos.*** De acuerdo con el artículo 332 de la Constitución Política y con los artículos 1° y 13 de la Ley 20 de 1969, todos los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la Nación. Se exceptúan de esta regla general los derechos constituidos a favor de terceros.

Dicha excepción, a partir del 22 de diciembre de 1969, sólo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos Se entiende que únicamente reúnen tales requisitos las situaciones individuales creadas con anterioridad a la fecha citada, por un título específico de adjudicación de hidrocarburos como mina o por una sentencia definitiva, siempre que tales actos conserven su validez jurídica y que el 22 de diciembre de 1969 esas situaciones estuvieran vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos.

(Decreto 1994 de 1989 Art. 1)

ARTÍCULO 2.2.1.2.1.24. ***Solicitud para obtener autorización de explotación.*** Con la solicitud para obtener la autorización de explotación de

petróleo en yacimientos que se pretendan como de propiedad privada, el peticionario acompañará la prueba necesaria para acreditar:

a) La existencia de un título específico de adjudicación de los hidrocarburos como mina, otorgado de conformidad con las disposiciones vigentes a la época en que tal adjudicación fue posible, siempre que tal título no hubiere caducado por cualquier causa, o

b) La existencia de un fallo que conserve su validez jurídica y reconozca o declare el derecho del interesado a la propiedad de los hidrocarburos que existan en el predio objeto de la solicitud, y

c) Que el yacimiento materia de la solicitud fue descubierto antes del 22 de diciembre de 1969.

En la tramitación respectiva el procedimiento aplicable por el Ministerio de Minas y Energía es el consagrado en los artículos 35 y 36 del Código de Petróleos.

(Decreto 1994 de 1989 art. 3)

SECCIÓN 2: CONTRIBUCIONES.

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.1. ***Exenciones.*** Para efectos de las exenciones establecidas en los artículos 2° y 3° de la Ley 681 del 2001, que modifican el parágrafo 1° del artículo 58 de la Ley 223 de 1995 y adicionan el artículo 118 de la Ley 488 de 1998, se entiende por combustibles utilizados en actividades de pesca el diésel marino utilizado tanto en la acuicultura de acuerdo con los lineamientos establezca el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, como en la pesca marina comercial definida en el artículo relativo a la clasificación de la pesca, Capítulo relativo al procedimiento para diferenciar los recursos pesqueros de los recursos hidrobiológicos y de la clasificación de la pesca del Decreto Reglamentario Único del Sector Agropecuario, Pesquero y de Desarrollo Rural,, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen; por combustibles utilizados en actividades de cabotaje, incluidos los remolcadores, el diésel marino utilizado en el transporte por vía marítima entre puertos localizados en las costas colombianas; y, por combustible utilizado en actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, el ACPM utilizado en desarrollo de las actividades expresamente contempladas en el artículo 2° del Decreto 1874 de 1979, o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.

(Decreto 1505 de 2002, art. 1°; modificado por el Decreto 4335 de 2004, art. 1).

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.2. ***Establecimiento de cupos de consumo.*** La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME o quien haga sus veces, establecerá el cupo de consumo de diésel marino por nave de bandera colombiana utilizada en las actividades de pesca y/o cabotaje, incluidos los remolcadores en las costas colombianas y el cupo de consumo de ACPM utilizado en las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, propias del cuerpo de guardacostas y para cada empresa dedicada a la acuicultura, los cuales estarán exentos del impuesto nacional al ACPM y la sobretasa.

Para efectos del establecimiento de los cupos de las empresas acuicultoras, estas deberán elevar a la UPME o quien haga sus veces una solicitud motivada, acompañada de la siguiente información:

1. Permiso de cultivo vigente expedido por la autoridad competente, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Reglamentario Único del Sector Agropecuario, Pesquero y de Desarrollo Rural, en la sección relativa al permiso de cultivo o las normas que lo modifiquen, adicionen o deroguen.

2. Indicación del número de galones de combustibles que solicitan como cupo.

3. Certificación del distribuidor mayorista sobre el número de galones de combustibles consumidos en el año inmediatamente anterior.

4. Certificación expedida por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural o la Entidad que este designe, en donde se señale que el referido cultivo corresponde a la acuicultura en los términos de este Decreto.

5. Extensión del cultivo de que trate, medido en hectáreas o metros cuadrados de espejo de agua.

6. Indicación de la especie hidrobiológica cultivada y de la producción obtenida en el año inmediatamente anterior, expresada en kilos o toneladas y su proyección para el siguiente o de la expectativa de producción para las empresas, según sea el caso.

7. Inventario de los motores que utilizarán el combustible y el uso de los mismos según sea para generar energía, bombear agua o cualquier otro propósito propio de la actividad de acuicultura de que se trate.

8. Descripción de las facilidades de almacenamiento de combustible con que cuente la empresa solicitante en las instalaciones acuícolas donde se proyecta el consumo.

9. Indicación del medio de transporte que se utilice para llevar el combustible a las fincas acuícolas y si este transporte es responsabilidad del solicitante o del proveedor.

10. Razón social del distribuidor mayorista que proveerá los combustibles.

11. Proyecto de incrementos de consumo durante el año.

También serán beneficiarios de los cupos de combustible de que trata esta sección, las naves de bandera extranjera que cuenten con permiso vigente de operación en aguas jurisdiccionales colombianas, se encuentren afiliados a una empresa nacional y que desembarquen producto en puertos colombianos.

Para el efecto las empresas deberán presentar ante la UPME o quien haga sus veces, la solicitud acompañada de la siguiente información:

1. Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de la empresa, con no menos de un (1) mes de expedición.

2. Nombre de la nave de bandera extranjera y copia de la constancia del registro ante la CIAT de que la embarcación se encuentra inscrita, si se trata de naves atuneras.

3. Constancia del ICA o quien haga sus veces, a partir del procedimiento que expida el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, señalando los volúmenes mínimos de producto pesquero a desembarcar a la respectiva empresa nacional, para efectos de autorizar el cupo de combustible a la nave de bandera extranjera.

4. Garantía bancaria, correspondiente al 10% del valor del producto pesquero que descargará en aguas colombianas.

Los cupos de consumo de que trata este artículo se establecerán anualmente mediante resolución motivada, teniendo en cuenta la información actualizada de la flota pesquera industrial y las áreas de cultivo dedicadas a la acuicultura registradas en el Instituto de Desarrollo Rural, Incoder o la entidad que haga sus veces y las actividades de cabotaje y remolque desarrolladas en las costas colombianas según registros de la Dirección General Marítima del Ministerio de Defensa Nacional -Dimar-.

El acto administrativo mediante el cual se establezcan los cupos de combustible exento deberá proferirse a más tardar el 28 de febrero de cada año. Para efectos de hacer seguimiento y control a los cupos de diésel marino, la UPME o quien haga sus veces informará inmediatamente a la Dirección General Marítima -DIMAR- los beneficiarios de estos cupos, cada vez que quede en firme el cupo para cada beneficiario.

El beneficiario solo puede acceder al cupo y recibir combustible exento desde el día en que el correspondiente cupo establecido en el acto administrativo quede en firme y sea comunicado a la Dimar. En ese mes se entregará el combustible de forma proporcional. Si se trata de la asignación de nuevos cupos, el beneficiario seguirá consumiendo el cupo de combustible otorgado el año anterior, hasta tanto el nuevo cupo establecido en el acto administrativo quede en firme y comunicado a la Dimar.

La Dirección General Marítima, Dimar, por intermedio de las Capitanías de Puerto, será la encargada de llevar el control al cupo de consumo asignado por la UPME a cada nave, el cual se efectuará a través de un sistema de descuento del cupo mensual asignado, que se registrará cada vez que la Capitanía de Puerto expide el Zarpe, verifique con el informe del inspector de contaminación la cantidad de combustible tomada ante el distribuidor mayorista o minorista, según corresponda y haya otorgado al responsable de la embarcación un "Certificado de cupo de exención", que para el efecto haya diseñado.

Cada vez que se solicite el Zarpe, el responsable de la embarcación deberá presentar la copia del último "Certificado de cupo de exención" y deberá solicitar a la Capitanía de Puerto la designación de un Inspector de Contaminación a costa del beneficiario de la exención, quien verificará la cantidad tomada de combustible, exento requerido por la embarcación para su operación, sin que sobrepase la

capacidad de carga de combustible establecido en el "Certificado de capacidad de transporte máximo de combustible" expedido por la Dimar.

La entrega física de los combustibles se debe realizar a través de los distribuidores mayoristas o de las estaciones de servicio marítimo debidamente habilitadas para el efecto, de acuerdo con lo establecido en la subsección "Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo" del presente Decreto

El cupo anual de consumo se dividirá en doce cuotas, para determinar el consumo máximo mensual. Los cupos anuales divididos en cuotas mensuales serán acumulables hasta en forma bimestral, trimestral y cuatrimestral, para el caso de las empresas acuicultoras, para las naves de 60 a 300 toneladas de registro bruto de bandera nacional o extranjera y las naves de 301 toneladas de registro bruto de bandera nacional o extranjera, afiliados a una empresa nacional, respectivamente.

En ningún evento podrán acumularse saldos de cupos de meses anteriores. En el caso de las empresas acuicultoras, las naves de 60 a 300 toneladas de registro bruto de bandera nacional o extranjera y las naves de 301 toneladas de registro bruto de bandera nacional o extranjera, afiliadas a una empresa nacional, terminado un bimestre, trimestre o cuatrimestre, respectivamente, contado a partir de que el cupo quede en firme y comunicado a la Dimar, no podrán solicitar acumulación de combustible dejado de consumir en el bimestre, trimestre y cuatrimestre, para períodos posteriores.

En aquellos casos en que la embarcación no tenga disponible cupo de consumo de combustible exento, la Capitanía de Puerto al momento de recibir la solicitud de Zarpe informará al responsable de la embarcación de tal situación y por tanto no expedirá ningún certificado para la compra de combustible exento. En este caso la embarcación podrá proveerse de combustible gravado en las condiciones del mercado.

Parágrafo 1°. Es responsabilidad de la Dirección General Marítima, Dimar, informar a la UPME, dentro de los cinco (5) primeros días hábiles de cada mes, el nombre y las especificaciones de aquellas naves que se registren para el desarrollo de las actividades de pesca o de cabotaje, así como de aquellas naves que por alguna razón les sea cancelada la matrícula o el permiso de pesca o de operación en aguas jurisdiccionales colombianas.

Lo anterior, con el fin de que la UPME autorice, dentro del mes calendario en curso, los cupos de consumo de combustible exento asignado a aquellas naves que apenas ingresan al sistema y para que cancele los cupos otorgados a las naves a las cuales se les canceló la matrícula o el permiso. En este mismo sentido, la UPME podrá cancelar los cupos a aquellas naves que habiéndoseles otorgado cupo, no hagan uso del mismo por más de tres (3) meses, sin que medie causa justificada y en cualquier momento a partir de la comunicación motivada que sobre el particular profiera la Dirección General Maritima -Dimar- el Ministerio de Minas y Energía o cualquier autoridad de control.

Parágrafo 2°. La UPME actualizará, mediante actos administrativos, los procedimientos para la entrega de información a que hace referencia el presente

artículo, advirtiendo que si no presenta la información dentro de los plazos que se señalen, salvo que exista causa justificada, se perderá el derecho a la fijación del cupo por parte de la UPME para el año respectivo.

"Parágrafo transitorio. Para efectos de la asignación de cupos de diésel marino para el año 2009, la UPME podrá otorgarlos, a más tardar veinte (20) días después del 22 de mayo de 2009, con el fin de incluir aquellos actores que no hubieren sido objeto de asignación en la fecha límite del 28 de febrero del año en curso y que presenten la respectiva solicitud dentro de los diez (10) días siguientes al 19 de julio de 2002 ante dicha Unidad, con el lleno de los requisitos

(Decreto 1505 de 2002 art. 2°, modificado por el del Decreto 1891 de 2009, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.3. ***Exclusiones.*** Acorde con lo establecido en los artículos segundo y tercero de la Ley 681 del 2001, que modifican el parágrafo primero del artículo 58 de la Ley 223 de 1995, y adicionan el artículo 118 de la Ley 488 de 1998, se encuentra excluido del impuesto nacional y la sobretasa al ACPM, el electrocombustible utilizado para la generación eléctrica en zonas no interconectadas, definidas en los artículos 5° y 11 de la Ley 143 de 1994 como áreas geográficas en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del sistema interconectado nacional. Así mismo están excluidos del impuesto nacional y la sobretasa el turbocombustible de aviación, las mezclas de tipo IFO utilizadas para el funcionamiento de grandes naves marítimas y las gasolinas tipo 100/130 utilizadas en aeronaves.

(Decreto 1505 de 2002 art. 3)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.4. ***Sobretasa a la gasolina.*** Para efectos de la liquidación de la sobretasa a la gasolina generada por el consumo de nafta o cualquier otro combustible o líquido derivado del petróleo que pueda ser usado como carburante en motores diseñados para ser utilizados con gasolina, se tomará como base gravable el precio de referencia por galón publicado mensualmente por la UPME o quien haga sus veces, para el cálculo de la sobretasa a la gasolina motor extra. La base gravable para la liquidación de la sobretasa a la gasolina corriente y a la gasolina extra, será la publicada mensualmente, acorde con lo establecido en el artículo 121 de la Ley 488 de 1998.

(Decreto 1505 de 2002 art. 4)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.5. ***Sobretasa al ACPM.*** Los responsables de declarar la sobretasa al ACPM deberán declarar tanto el combustible gravado como el combustible exento en los plazos establecidos en el artículo cuarto de la Ley 681 de 2001 y al momento de liquidar el impuesto sólo aplicarán la tarifa establecida en la Ley 488 de 1998 al volumen de combustible gravado. Para tal efecto la Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o quien haga sus veces ajustará los formularios existentes de declaración de sobretasa al ACPM de forma que permita discriminar el combustible gravado y exento enajenado en cada departamento.

Parágrafo 1°. Para efectos de comprobar que el diesel marino declarado como exento ha sido destinado a las actividades de pesca y/o cabotaje de que trata este

Decreto, el responsable de declarar y pagar la sobretasa al ACPM deberá solicitar los siguientes documentos al consumidor final, al momento de la venta y conservarlos como soporte de la respectiva factura:

1. Si se trata de una nave de pesca fotocopia de la patente vigente de pesca expedida por el Instituto de Pesca y Acuicultura, INPA o quien haga sus veces.

2. Si se trata de una nave de cabotaje fotocopia del Permiso de operación para rutas de cabotaje, expedido por la Dirección General Marítima del Ministerio de Defensa Nacional.

3. Fotocopia del zarpe expedido por la Capitanía de Puerto.

4. Fotocopia del certificado de la fecha y volumen del último desembarque de productos pesqueros, expedido por la planta procesadora debidamente autorizada por el INPA o quien haga sus veces.

5. Original del "Certificado de cupo de exención" expedido por la Capitanía de Puerto en donde conste la disponibilidad de cupo de consumo de combustible exento, y el volumen de galones exentos a despachar.

Parágrafo 2°. Para efectos de comprobar que el ACPM declarado como exento ha sido destinado a las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional el responsable de declarar y pagar la sobretasa al ACPM deberá mostrar el convenio o contrato celebrado con dicha institución, en el cual el mayorista se compromete a abastecer a esa entidad del combustible necesario para desarrollar las actividades propias del cuerpo de guardacostas. En todo caso el volumen de combustible exento despachado a la Armada Nacional deberá estar dentro del cupo de consumo fijado para esta entidad por la UPME.

Parágrafo 3° Para efectos de comprobar que los combustibles declarados como exentos han sido destinados a las actividades de acuicultura de que trata este Decreto, el responsable de declarar la sobretasa a los combustibles deberá solicitar los siguientes documentos a la empresa acuicultora al momento de la venta y conservarlos como soporte de la venta respectiva, junto con la factura:

1. Permiso de cultivo, vigente a la fecha de entrega del combustible.

2. Declaración expresa de la empresa acuicultora en el sentido de que destinará el combustible única y exclusivamente a sus actividades de pesca y que todos los consumos anteriores realizados fueron destinados a actividades de pesca.

Para efectos de aplicar el precio correspondiente a los combustibles exentos de sobretasa con destino a las actividades de las empresas acuicultoras, los distribuidores mayoristas que efectúen dichas ventas, deberán solicitar al respectivo cliente beneficiario de la exención copia de la Resolución de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME o quien haga sus veces, que la concedió y los documentos a que hace referencia el presente parágrafo. Asimismo, para efectos de aplicar la exención en el precio del combustible, el distribuidor mayorista deberá verificar que la empresa acuicultora haya dado cumplimiento al

consumo de cupo mensual, acumulable de forma trimestral, según la resolución emitida por la UPME. Si la empresa acuicultora no ha realizado los consumos al finalizar el trimestre, perderá el derecho al excedente del cupo por dicho trimestre

(Decreto 1505 de 2002 art. 5, Parágrafo 3° adicionado por el Decreto 4335 de 2004, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.6. ***Obligación de reportar información.*** Los responsables de declarar la sobretasa a la gasolina y/o la sobretasa al ACPM deberán remitir mensualmente dentro de los 20 primeros días calendario de cada mes a la Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o quien haga sus veces la relación de los galones facturados durante el mes anterior discriminados por entidad territorial y tipo de combustible. La Dirección de Apoyo Fiscal determinará el formato a utilizar para el registro de la información. El incumplimiento de tal obligación dará lugar a las sanciones establecidas en el artículo 651 del Estatuto Tributario.

Cuando con ocasión de modificaciones a las declaraciones de sobretasa a la gasolina y/o sobretasa al ACPM se generen modificaciones a los reportes de ventas remitidos a la Dirección de Apoyo Fiscal, el responsable deberá informar de las modificaciones a dicha entidad dentro de los 20 días calendario del mes siguiente a aquel en el cual se efectuaron las correcciones a las declaraciones, en el formato diseñado por la Dirección de Apoyo Fiscal.

(Decreto 1505 de 2002 art. 6)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.7. ***Declaraciones en cero.*** Para efectos de determinar la obligación que tienen los productores, importadores y distribuidores mayoristas de presentar declaración de sobretasa a la gasolina ante las entidades territoriales donde tengan operación, se entenderá que tienen operación en aquella entidad territorial en la cual hayan facturado al menos una vez cualquier volumen de combustible durante los últimos cuatro períodos gravables. Para el caso de aquellas entidades territoriales que no tienen convenios de recaudo de las sobretasas con entidades financieras se entenderá que el responsable cumplió con su obligación si presenta o remite la declaración debidamente diligenciada por correo certificado dentro del plazo establecido para declarar y pagar a la entidad territorial. Para efectos de determinar la obligación que tienen los productores, importadores y distribuidores mayoristas de presentar declaración de sobretasa al ACPM ante la Nación, se entenderá que tienen operación cuando hayan facturado al menos una vez cualquier volumen de ACPM o sus homologados en cualquier entidad territorial durante los últimos cuatro períodos gravables.

(Decreto 1505 de 2002 art. 7)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.8. ***Compensaciones de sobretasa a la gasolina.*** Los responsables de declarar y pagar la sobretasa a la gasolina que realicen pagos de lo no causado a una entidad territorial podrán descontarlo del valor liquidado como impuesto a pagar en períodos gravables posteriores. En todo caso la compensación sólo se podrá hacer dentro del año siguiente al vencimiento del término para declarar el período gravable en el cual se genero el pago de lo no causado y una vez presentada la declaración de corrección en la cual se liquida un menor impuesto a cargo para ese período gravable. El responsable deberá

conservar todos los documentos que soporten tal compensación para ser exhibidos en el momento en que la autoridad tributaria territorial se lo solicite.

La Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o quien haga sus veces ajustará los formularios existentes de declaración de sobretasa a la gasolina ante las entidades territoriales de forma que permita descontar el valor a compensar del impuesto a cargo.

Parágrafo. En todo caso, las compensaciones autorizadas en este artículo se efectuarán de oficio por parte de los responsables de declarar y pagar la sobretasa.

(Decreto 1505 de 2002 art. 8)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.9. ***Registro de cuentas para la consignación de las sobretasas.*** Para efectos de la declaración y pago de la sobretasa a la gasolina las entidades territoriales deberán informar a los responsables un único número de cuenta en la cual consignar la respectiva sobretasa y deberá denominarse "Sobretasa a la Gasolina - seguida del nombre de la entidad territorial". Así mismo para la consignación de la participación a la que tienen derecho por concepto de sobretasa al ACPM los departamentos deberán informar a la Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o quien haga sus veces un único número de cuenta en la cual consignar tal participación y deberá denominarse "Sobretasa al ACPM - seguida del nombre del Departamento". Cualquier modificación en el número de cuenta informado por la entidad territorial deberá comunicarse por escrito por el Alcalde, Gobernador o Secretario de Hacienda Municipal o Departamental o quien haga sus veces en la entidad territorial, y se tomará en cuenta para la consignación y/o pago del período gravable en curso. En todo caso, la entidad territorial sólo podrá efectuar hasta tres cambios de cuenta durante un año calendario.

(Decreto 1505 de 2002 art. 9)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.10. ***Responsables en zonas de fronteras.*** Cuando en desarrollo de la función de distribución de combustible que tiene asignada El Ministerio de Minas y Energía para las zonas de frontera, esta entidad autorice la distribución por parte de otros no considerados distribuidores mayoristas del combustible, la responsabilidad por la declaración y pago de las sobretasas a la gasolina y al ACPM ante los sujetos activos de la renta, estará a cargo de ECOPETROL S.A. o quien haga sus veces.

Impuesto global a la gasolina y al ACPM

(Decreto 1505 de 2002 art. 10)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.11. ***Hecho generador.*** El impuesto nacional a la gasolina y al ACPM, se genera por la venta, retiro o importación de gasolina corriente, extra, ACPM o de cualquiera de los productos homologados en el artículo segundo de la Ley 681 de 2001.

(Decreto 1505 de 2002 art. 11)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.12. *Causación.* El impuesto nacional a la gasolina y al ACPM y a los productos asimilados u homologados a estos, se causa:

a) En las ventas efectuadas por los productores, en la fecha de emisión de la factura;

b) En los retiros para consumo de los productos, en la fecha del retiro;

c) En las importaciones, en la fecha en que se nacionalice la gasolina, el ACPM o de los productos asimilados u homologados.

(Decreto 1505 de 2002 art. 12)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.13. *Causación en única etapa.* El impuesto nacional a la gasolina, al ACPM y los productos asimilados u homologados a estos se causa en una sola etapa respecto del hecho generador que ocurra primero, venta, retiro o importación.

(Decreto 1505 de 2002 art. 13)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.14. Impuesto nacional a la gasolina. Para efectos de la liquidación del impuesto nacional a la gasolina generado por el consumo de nafta o cualquier otro combustible o líquido derivado del petróleo que pueda ser usado como carburante en motores diseñados para ser utilizados con gasolina, se tomarán como base gravable y tarifa las establecidas en el artículo sexto de la Ley 681 de 2001 para la gasolina motor extra. La base gravable para la liquidación del impuesto global sobre la gasolina corriente y extra, será la establecida en el artículo sexto de la Ley 681 de 2001, para cada tipo de combustible

(Decreto 1505 de 2002 art. 14)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.15. *Exenciones del Impuesto nacional al ACPM.* Para efectos de comprobar que el diésel marino ha sido destinado a las actividades de pesca y cabotaje y que el ACPM ha sido destinado a las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, propias del cuerpo de guardacostas, y obtener la exención del impuesto global al ACPM que establece el artículo 2° de la Ley 681 de 2001, el distribuidor mayorista enviará con destino al productor y/o importador, en los plazos que estos establezcan, una relación del combustible exento enajenado, junto con copia de los documentos entregados por el consumidor final establecidos en los parágrafos 1°, 2° y 3° del artículo 2.2.1.2.2.5. de este Decreto, que comprueban el derecho a la exención.

Para efectos de aplicar el precio correspondiente a los combustibles exentos de impuesto global con destino a las actividades de las empresas acuicultoras, los distribuidores mayoristas que efectúen dichas ventas deberán solicitar al respectivo cliente beneficiario de la exención copia de la resolución de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, que la concedió y los documentos a que hace referencia el parágrafo 3° del artículo 2.2.1.2.2.5. del presente Decreto. Asimismo, para efectos de aplicar la exención en el precio del combustible, el distribuidor mayorista deberá verificar que la empresa acuicultora haya dado cumplimiento al consumo de cupo mensual, acumulable trimestralmente, según la Resolución emitida por la UPME. Si la empresa acuicultora no ha realizado los

consumos al finalizar el trimestre, perderá el derecho al excedente del cupo por dicho trimestre

(Decreto 1505 de 2002, art. 15, modificado por el Decreto 4335 de 2004, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.16. *Responsables.* Son responsables del impuesto los productores y los importadores, respecto de los combustibles sometidos al tributo.

(Decreto 1505 de 2002, art. 16°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.17. *Exclusión del impuesto sobre las ventas.* El valor del impuesto nacional a la gasolina y el ACPM se involucrará dentro del valor de venta de los combustibles, pero en ningún caso se tomará en cuenta para liquidar el impuesto sobre las ventas.

(Decreto 1505 de 2002, art. 17°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.18. *Obligaciones tributarias de los importadores.* Los importadores de gasolina regular y extra sometidos al impuesto nacional a la gasolina y el ACPM de que trata la presente sección, deberán pagar los impuestos de ley.

El gravamen arancelario será el establecido en el arancel de aduanas, de acuerdo con las normas vigentes sobre la materia. El impuesto sobre las ventas se liquidará sobre el valor en aduanas determinado conforme a las normas que rigen la valoración aduanera incrementada con el valor de los gravámenes arancelarios, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 459 del estatuto tributario.

Parágrafo. Cuando el importador efectúe ventas de gasolina motor regular y extra, liquidará el impuesto sobre las ventas, sobre el monto de su ingreso de acuerdo con lo señalado en el artículo 466 del estatuto tributario, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 465 ibidem, cuando el Ministerio de Minas y Energía establezca precios para efectos de liquidar el impuesto sobre las ventas, en los demás productos refinados derivados del petróleo.

El impuesto sobre las ventas pagado por el importador constituye impuesto descontable de acuerdo con lo previsto en el artículo 485 del estatuto tributario y demás disposiciones concordantes.

(Decreto 1505 de 2002, art. 18)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.19. *Consignación del impuesto global.* Los productores e importadores responsables del impuesto nacional a la gasolina y al ACPM, deben consignarlo dentro de los 20 primeros días calendario, del mes siguiente a aquel en que se recaudó el impuesto, a favor de la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o quien haga sus veces, en la cuenta abierta para el efecto.

Parágrafo 1°. La consignación extemporánea del impuesto global a la gasolina y al ACPM a la Dirección General del Tesoro Nacional, causará intereses moratorios por mes o fracción de mes de retardo, a la tasa fijada de acuerdo con lo establecido en el artículo 635 del Estatuto Tributario.

Parágrafo 2°. Los distribuidores mayoristas de gasolina regular, extra, ACPM y productos homologados, deberán entregar a los productores e importadores de tales productos el valor del impuesto global, dentro de los quince (15) primeros días calendario del mes siguiente a aquel en que sea vendido el producto por parte del productor o importador.

(Decreto 1505 de 2002, art. 19)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.20. *Cobro del impuesto.* La no consignación del impuesto nacional a la gasolina y al ACPM a que se refiere el presente Decreto, dará lugar a su cobro coactivo a través del procedimiento administrativo de cobro, previsto en el Estatuto Tributario, para lo cual la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público deberá informar a la Subdirección de Cobranzas de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales o quien haga sus veces.

(Decreto 1505 de 2002, art. 20)

ARTÍCULO 2.2.1.2.2.21. *Reporte de ventas de combustible exento.* Los productores e importadores de combustibles mantendrán a disposición de la DIAN para cuando lo estime pertinente, la información de las ventas del producto exento de impuesto global y sobretasa, en el que las ventas deberán ceñirse a los cupos asignados por la UPME.

Parágrafo 1°. Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la terminación del mes, los beneficiarios de las exenciones al pago de impuesto global y sobretasa respecto de los combustibles consumidos en actividades de pesca y cabotaje, deberán informar a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, con copia a ECOPETROL S. A. o quien haga sus veces, el volumen (en galones) de diésel marino adquirido en el mes calendario inmediatamente anterior. La información que no se entregue dentro de los términos señalados en el presente numeral, no será tenida en cuenta por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, en el siguiente proceso de asignación de los volúmenes máximos de que trata el artículo 2.2.1.2.2.2 del presente Decreto. Dicha información deberá conservarse a disposición de la DIAN para cuando lo estime pertinente.

Parágrafo 2°. Los distribuidores mayoristas de combustibles líquidos derivados del petróleo deberán informar a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, dentro de los diez (10) primeros días hábiles siguientes a la terminación del mes, discriminado por cada beneficiario, la fecha y el volumen (en galones) de diésel marino vendido en actividades de pesca y cabotaje, so pena de hacerse acreedores a la imposición de las sanciones contempladas en la sección relativa a las sanciones del presente Título o la norma que lo modifique, aclare, adicione o derogue

(Decreto 1505 de 2002, art. 21, modificado por el Decreto 4335 de 2004, art. 5°)

SECCIÓN 3.
PRESTACIÓN DE SERVICIOS Y LABORES PROPIAS DE LA INDUSTRIA.

ARTÍCULO 2.2.1.2.3.1. ***Suministro de informes de nómina de las personas dedicadas a la industria del petróleo.*** Toda persona dedicada a la industria del petróleo en las diversas ramas que la integran, incluyendo la prestación de servicios técnicos, está en la obligación de suministrar a los Ministerios de Trabajo y Minas y Petróleos, antes del primero de marzo siguiente al año calendario, una relación con los siguientes datos:

a) Nómina de empleados, con especificación de funciones, nacionalidad, tiempo de permanencia en Colombia si fueren extranjeros, estado civil, nombre y nacionalidad del cónyuge, asignación mensual y moneda en que se paga;

b) Número de los obreros de la empresa, dividido por grupos de nacionales y extranjeros, anotándose para los extranjeros su nacionalidad, tiempo de permanencia en
Colombia y demás requisitos mencionados en el ordinal anterior;

c) Nómina de los contratistas con las especificaciones indicadas en los literales a) y b), y una síntesis de las condiciones y términos de los mismos contratos;

d) Valor de los honorarios y remuneraciones, que se pagan a los contratistas, empleados y obreros extranjeros;

e) Valor de los honorarios y remuneraciones que se pagan a los contratistas, empleados y obreros colombianos;

f) Declaración del tipo de cambio utilizado para la liquidación de los honorarios y remuneraciones que se pagan en monedas extranjeras.

Para otorgar la autorización de que trata el inciso segundo del artículo 18 de la Ley 10 de 1961, y para la celebración de los convenios allí indicados, se requerirá el concepto previo del Ministerio de Minas y Energía, el cual calificará, en cada caso, el personal especializado en la rama o ramas de la industria del petróleo.

(Decreto 1348 de 1961 artículo 36)

ARTÍCULO 2.2.1.2.3.2. ***Empresas prestadoras de servicios inherentes al sector Hidrocarburos.*** Para los efectos relacionados con el artículo 16 de la Ley 9° de 1991, se consideran como empresas de servicios inherentes al sector de hidrocarburos, las que con dedicación exclusiva presten uno o varios de los servicios que se señalan a continuación:

1°. Geología, Geofísica, Geoquímica: comprende la obtención de información, procesamiento e interpretación de resultados que conduzcan al descubrimiento de hidrocarburos por medio de técnicas tales como:

- Sísmica.
- Estudios de síntesis de cuenca.
- Magnetometría.
- Gravimetría.

- Fotogeología.
- Posicionamiento por satélite.
- Sensores remotos.
- Bioestatigrafía.
- Adquisición de información de geología de subsuelo.
- Cartografía.

2°. Perforación de pozos de hidrocarburos: comprende actividades tales como:

- Suministro de equipos de perforación y pruebas correspondientes.
- Perforación de pozos.
- Fluidos de perforación.
- Toma, procesamiento, interpretación de registros.
- Corazonamiento, cementación, cañoneo.
- Servicio de pesca.
- Servicio de pozos dirigidos.
- Suministro de equipos de cementación y estimulación de pozos.

3°. Producción de hidrocarburos : comprende actividades tales como:

- Terminación (completamiento) de pozos.
- Pruebas de presiones y de producción.
- Reacondicionamiento de pozos, estimulación (acidificación, fracturamiento de formación, empaquetamiento).
- Diseño, montaje y mantenimiento de facilidades (instalaciones) de producción (tanques separadores, calentadores, líneas de recolección).
- Diseño, operación y mantenimiento de producción, como bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible, gas lift y trabajos realizados a los pozos, posteriores a su terminación (limpieza, reparaciones).
- Diseño, construcción, operación y mantenimiento de oleoductos y gasoductos.

4°. Ingeniería de yacimientos: comprende actividades tales como:

- Estudio y evaluación de yacimientos de hidrocarburos.
- Análisis y control de producción.
- Recuperación mejorada de hidrocarburos.
- Tasas máximas de producción.
- Análisis petrofísicos y petroquímicos de rocas y fluidos.

5°. Otros: comprende actividades tales como:

- Administración, operación y mantenimiento de campos petroleros.
- Inspección del equipo, tuberias y otros elementos utilizados en la perforación y en la producción de hidrocarburos.
- Conservación del medio ambiente y seguridad industrial en relación con derrames de petróleo, contaminación y contraincendios.

En relación con los servicios anteriormente señalados, se podrán prestar los de suministro y mantenimiento de equipos, elementos y herramientas.

6. *Servicios especiales*. Compañías nacionales o las sucursales en el país de compañías extranjeras, de propósito específico y exclusivo, que adquieran de las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos, la cesión de derechos sobre producción aleatoria de los mismos, o que inviertan en infraestructura dedicada exclusivamente a la exploración y explotación de hidrocarburos, para ponerla a disposición de estas empresas.

Parágrafo. En desarrollo de las actividades señaladas en este artículo, las empresas podrán ejecutar directamente las necesarias para la prestación del servicio principal, tales como obras civiles, transporte de equipo y personal, telecomunicaciones, etc.

(Decreto 2058 de 1991, art. 1°, numeral 6° adicionado por el Decreto 1629 de 1997, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.3.3. ***Asimilación de servicios***. El Ministerio de Minas y Energía, podrá asimilar a los servicios enumerados en el artículo anterior otros que guarden especial relación o similitud con los mismos, de acuerdo con la tecnología especializada y exclusiva que se aplique en el sector de hidrocarburos.

(Decreto 2058 de 1991, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.3.4. ***Acreditación de la dedicación exclusiva.*** Para acreditar la dedicación exclusiva de que trata el artículo 16 de la Ley 9º de 1991 y acogerse, por tanto, al tratamiento especial que señala dicho artículo, las empresas de servicios inherentes al sector de hidrocarburos deberán obtener del Ministerio de Minas y Energía la certificación sobre el particular, de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 2.2.1.2.3.2 de este Decreto, la cual deberá reflejarse en el objeto social respectivo.

(Decreto 2058 de 1991, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.1.2.3.5. ***Labores propias y esenciales de la industria.*** Para los efectos del artículo 1º del Decreto 284 de 1957, constituyen labores propias y esenciales de la industria del petróleo las siguientes:

1. Los levantamientos geológicos, geofísicos, geodésicos, topográficos, destinados a la exploración y evaluación de yacimientos de hidrocarburos.

2. La operación de perforar pozos de hidrocarburos desde el inicio de la perforación hasta la terminación, completamiento o taponamiento del mismo.

3. La operación y reacondicionamiento de pozos de hidrocarburos.

4. La operación técnica de cerrar y abandonar un pozo que haya servido para la explotación de hidrocarburos, incluyendo los de inyección de fluidos para recuperación secundaria, pozos inyectores de aguas residuales u otro cualquiera requerido para el manejo y desarrollo del campo.

5. La operación de los sistemas de recolección, separación, tratamiento, almacenamiento y transferencia de hidrocarburos.

6. La operación del sistema de bombeo y tuberías que conducen los hidrocarburos hasta los tanques de almacenamiento, y desde ahí a los puntos de embarque o de refinación.

7. La operación de facilidades de levantamiento artificial y las instalaciones de recuperación secundaria y terciaria de petróleo.

8. La operación de los sistemas de tratamiento térmico, eléctrico y químico que permitan hacer más fácil o económico el bombeo de petróleo.

9. La construcción, control, operación y mantenimiento técnico de los equipos y unidades de procesos propias de la refinación del petróleo.

10. La construcción, operación y mantenimiento técnico de las tuberías, tanques y bombas para transporte de petróleo crudo, productos intermedios y finales de las refinerías.

Parágrafo. Es entendido que las actividades de descontaminación ambiental que tengan que desarrollarse como consecuencia de daños ocasionados por actos dolosos, no son labores propias o esenciales de la industria del petróleo.

(Decreto 2719 de 1993 artículo 1°, modificado por el decreto 3164 de 2003, art. 1°)

SECCIÓN 4.
SANCIONES.

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.1. ***Sanciones.*** Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo que infrinjan el presente Decreto y las demás normas sobre el funcionamiento de los servicios públicos que ejerzan dichos agentes, estarán sujetos a la imposición de las siguientes sanciones por parte del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue, de conformidad con la naturaleza, efectos, modalidades y gravedad del hecho, así: Amonestación, multa, suspensión del servicio y cancelación de la autorización para ejercer la respectiva actividad.

(Decreto 4299 de 2005, art. 32)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.2. ***Amonestación.*** Consiste en el llamado de atención por escrito que se le formulará al infractor, con la advertencia de que una nueva falta le ocasionará la aplicación de una sanción de mayor grado. Esta sanción se impondrá cuando no se preste la colaboración necesaria para el cumplimiento de las funciones por parte del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue.

(Decreto 4299 de 2005, art. 33)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.3. ***Multa.*** Consiste en la obligación de pagar al Tesoro Nacional una suma, que en ningún caso podrá ser superior a diez (10) unidades de salario mínimo legal mensual vigente, por incumplimiento a las disposiciones referidas a seguridad y protección de instalaciones, personas y bienes, suministro

de información, obtención de pólizas, prestación del servicio, normas de calidad y precios. Esta sanción será procedente en los siguientes casos:

1. Por no mantener vigentes los permisos, licencias o autorizaciones expedidas por las alcaldías, las curadurías urbanas y las autoridades ambientales competentes, así como la póliza de responsabilidad civil extracontractual, de conformidad con lo establecido en el presente Decreto.

2. Cuando no se dé cumplimiento en materia de suministro de información, documentación y no se atiendan las recomendaciones de orden técnico formuladas por el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue.

3. Cuando no se mantengan vigentes los certificados de calibración de las unidades de medida para la entrega de combustibles.

4. Cuando no se entreguen los certificados de calidad y cantidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo despachados.

5. Cuando no se disponga de la capacidad de almacenamiento comercial de conformidad con lo establecido en el presente Decreto.

6. Por incurrir nuevamente en hechos respecto de los cuales se haya impuesto sanción de amonestación.

(Decreto 4299 de 2005 art. 34)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.4. ***Suspensión del servicio.*** Consiste en la sanción en virtud de la cual los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, no podrán ejercer sus actividades hasta por el término de diez (10) días, como consecuencia de la orden de suspensión del servicio. Esta sanción se impondrá en los siguientes casos:

1. Cuando no se pague la multa dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de ejecutoria de la resolución que la imponga.

2. Cuando no se dé cumplimiento a las exigencias del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue, dentro del plazo estipulado.

3. Cuando no se suministre la guía única de transporte a cada uno de los agentes de la cadena autorizados, de conformidad con lo establecido en el presente Decreto.

4. Cuando se suministre y/o reciba combustibles en carrotanques que no cumplan con los requisitos exigidos.

5. Por adelantar obras de construcción, ampliación o modificación, sin que el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue, haya autorizado o verificado el cumplimiento de los requisitos para tales efectos.

6. Cuando no se cumplan las disposiciones en materia de obtención de los certificados de conformidad con el cumplimiento de los requisitos establecidos en los reglamentos técnicos.

7. Cuando dentro de los términos previstos en el presente Decreto cualquier agente de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo que se encuentre operando, no tramite la autorización respectiva ante la entidad de regulación y/o vigilancia y control.

8. Por incurrir nuevamente en hechos respecto de los cuales ya se haya impuesto sanción de multa.

(Decreto 4299 de 2005, art. 35)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.5. ***Cancelación de la autorización y cierre del establecimiento.*** Es la sanción mediante la cual la entidad competente ordena la cancelación de la autorización para operar como agente de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, y como consecuencia de ello, el cierre definitivo del respectivo establecimiento. Esta sanción es procedente en los siguientes casos:

1. Cuando se proceda contra expresa prohibición señalada en el presente reglamento y demás normas cuyo cumplimiento sea objeto de verificación por parte del Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue.

2. Cuando el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue verifique que la documentación presentada por un solicitante para obtener la autorización para operar como agente de la cadena de combustibles, no corresponde total o parcialmente a la realidad.

3. Cuando un agente de la cadena comercialice combustibles líquidos derivados del petróleo sin estar autorizado para ejercer dicha actividad.

4. Cuando un agente de la cadena suministre combustibles a otro agente no autorizado para hacerlo de conformidad con lo establecido en el presente Decreto.

5. Cuando un agente de la cadena adquiera combustibles de otro agente no autorizado, de conformidad con lo establecido en el presente Decreto.

6. Cuando a un agente de la cadena se le haya impuesto como sanción la suspensión del servicio en dos (2) oportunidades dentro de los dos (2) años inmediatamente anteriores.

7. Por tenencia, tráfico y comercio ilícitos de combustibles.

8. Cuando habiendo transcurrido los diez (10) días de suspensión del servicio por sanción, persista el incumplimiento que dio origen a la misma.

(Decreto 4299 de 2005, art. 36)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.6. ***Procedimiento.*** Recibida la queja o la información respectiva, el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue procederá de la siguiente manera:

1. Informará por escrito al interesado acerca de los cargos que aparecen en su contra.

2. El presunto infractor dispondrá de un plazo de diez (10) a treinta (30) días para presentar ante el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue los descargos correspondientes.

3. Dentro del plazo que prudencialmente señale el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue decretará y ordenará la práctica de pruebas, si lo estima procedente.

4. Dentro de los treinta (30) días siguientes, el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue, emitirá la decisión correspondiente mediante resolución motivada de conformidad con lo dispuesto en el Código Contencioso Administrativo, para que frente a ella, si el interesado lo considera, proceda al agotamiento de la vía gubernativa, conforme a los términos establecidos en el parágrafo del artículo 28 de la Ley 10 de 1961.

Parágrafo 1°. La ejecución de las providencias por medio de las cuales el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad en quien este delegue, ordena la suspensión del servicio o cancelación de la autorización de acuerdo con lo estipulado en el presente Decreto, deberá hacerse efectiva mediante comisión a la respectiva autoridad de policía, quien se encargará de sellar temporal o definitivamente el correspondiente establecimiento, según sea el caso.

Parágrafo 2°. Las sanciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de las acciones civiles, penales, fiscales o administrativas que la infracción origine, de las medidas policivas que deban tomarse para impedir la infracción o para restituir la situación legal infringida y de las sanciones cuya imposición está a cargo de otras autoridades.

(Decreto 4299 de 2005, art. 37)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.7. ***Infracción a las obligaciones de marcación y detección de combustibles.*** Cuando una estación de servicio, un distribuidor mayorista, un gran consumidor o: un transportador de combustibles líquidos derivados del petróleo, tenga en su poder, a cualquier título, gasolina motor o ACPM que no estén marcados debidamente, estará sujeto, en concordancia con lo establecido en la Ley 26 de 1989 y con base en los respectivos antecedentes, a las siguientes sanciones de conformidad con la naturaleza, efectos, modalidades y gravedad del hecho: multa, suspensión del servicio y cancelación de la autorización para almacenar, distribuir y transportar combustibles, conforme se establece en los artículos subsiguientes.

Parágrafo. Las sanciones antes mencionadas se aplicarán sin perjuicio de la investigación que pueda seguirse en contra de los agentes que precedan en la cadena de distribución, que tengan en su poder el combustible sin marcar.

(Decreto 1503 de 2002, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.8. ***Multa.*** Consiste en la obligación de pagar en favor de la entidad que sanciona (Ministerio de Minas y Energía o Alcaldía según sea el caso) una cantidad no superior a diez (10) salarios mínimos mensuales legales vigentes a la fecha en que se cometa la infracción.

Se impondrá multa siempre que el hecho no constituya una infracción que, a juicio del ente que sanciona, sea susceptible de suspensión o cancelación.

(Decreto 1503 de 2002, art. 16)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.9. ***Suspensión.*** Consiste en la prohibición en virtud de la cual las plantas de abastecimiento o las estaciones de servicio, no podrán ejercer sus actividades durante determinado período. De igual forma, dentro de dicho lapso los grandes consumidores no podrán abastecerse de combustibles, ni los transportadores podrán efectuar actividades de transporte. El periodo máximo de suspensión será de diez (10) días. Esta sanción se impondrá en los siguientes casos:

a) Cuando no se pague la multa dentro de los quince (15) días siguientes a la ejecutoria de la Resolución que la imponga;

b) Cuando no se dé cumplimiento a las exigencias del Ministerio de Minas y Energía o de las Alcaldías dentro del plazo dispuesto;

c) Por incurrir nuevamente en hechos respecto de los cuales se haya impuesto con anterioridad, sanción de multa.

Parágrafo 1°. En el caso descrito en el literal a), la suspensión sólo cesará cuando se pague la multa.

Parágrafo 2°. En el caso de que el infractor sea un Transportador, el Ministerio de Minas y Energía o la Alcaldía, según el caso, informará a la autoridad que concede la respectiva autorización, para que imponga la sanción correspondiente.

(Decreto 1503 de 2002, art, 17)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.10. ***Cancelación.*** Es la determinación en virtud de la cual se declara que una autorización para almacenar, manejar, transportar y/o distribuir combustibles no puede seguir siendo utilizada y, como consecuencia de ello, se ordena su cancelación. Esta sanción es procedente en los siguientes casos:

a) Por la comisión de faltas graves a juicio de quien sanciona (Ministerio de Minas y Energía o Alcaldía según sea el caso);

b) Cuando se proceda contra expresa prohibición del Ministerio de Minas y Energía o de la Alcaldía;

c) Cuando la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía o Alcaldía, según sea el caso) verifique que cualquier documentación presentada por un solicitante, para la expedición de una autorización, no corresponde a la realidad;

d) Por incurrir en faltas de distinto orden, o por la reiteración de infracciones que han sido objeto de suspensión.

Parágrafo 1°. En el caso que el infractor sea un Transportador, el Ministerio de Minas y Energía o la Alcaldía, según el caso, informará a la autoridad que concede la respectiva autorización, para que imponga la sanción correspondiente.

Parágrafo 2°. En concordancia con lo establecido en el artículo 4° de la Ley 39 de 1987 ninguna autoridad podrá disponer el cierre definitivo de una estación de servicio, sin el correspondiente permiso del Ministerio de Minas y Energía, excepto cuando la determinación se fundamente en decisión judicial, en normas de desarrollo urbanístico o en normas o situaciones de orden público que así lo ameriten, en estos dos últimos casos corresponde actuar a la autoridad municipal respectiva.

En todo caso el Ministerio de Minas y Energía no será responsable por dichas determinaciones.

(Decreto 1503 de 2002, art. 18)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.11. ***Régimen aplicable a la Empresa Colombiana de Petróleos.*** De conformidad con la Ley 39 de 1987, ECOPETROL S.A. será sujeto de las sanciones previstas en la presente Sección.

(Decreto 1503 de 2002, art. 19)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.12. ***Procedimiento para la imposición de sanciones por infringir las obligaciones de marcación de combustibles.*** El procedimiento para la imposición de sanciones será el siguiente: Recibida la queja o la información respectiva, la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía o Alcaldía, según el caso), procederá de la siguiente manera:

a) Por escrito hará los cargos correspondientes, los que serán notificados al interesado para efectos de que presente los correspondientes descargos;

b) El presunto infractor, de conformidad con lo dispuesto por la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía o Alcaldía, según el caso), dispondrá de un plazo de diez (10) a treinta (30) días para hacer llegar al funcionario de conocimiento, el escrito que contenga los descargos correspondientes y aporte las pruebas que pretenda hacer valer o solicite la práctica de las mismas.

c) Dentro del plazo de quince (15) días, el funcionario de conocimiento decretará la práctica de las pruebas que estime necesarias y conducentes al esclarecimiento de los hechos;

d) Practicadas y estudiadas las pruebas, la autoridad competente decidirá lo correspondiente, mediante resolución motivada que, en la vía gubernativa, sólo admite recurso de reposición de conformidad con el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Parágrafo. La ejecución de las providencias por medio de las cuales la autoridad respectiva ordena la suspensión o cancelación de la autorización o permiso para almacenar, manejar, transportar y distribuir combustibles, de acuerdo con lo

estipulado en el presente Decreto, podrá hacerse efectiva mediante comisión a la respectiva autoridad de policía
(Decreto 1503 de 2002, art. 20)

ARTÍCULO 2.2.1.2.4.13. Sanción por infracción a lo dispuesto por el artículo 18 de la Ley 10 de 1961. Las infracciones a lo dispuesto en el artículo 18 de la Ley 10 de 1961 serán sancionadas por el Ministerio de Trabajo con multas sucesivas hasta de un mil pesos ($1.000.00) en cada caso, de acuerdo con la gravedad de la infracción y sin perjuicio de que la persona interesada dé cumplimiento a la obligación de que se trate.

(Decreto 1348 de 1961, art. 37.)

TITULO II
DEL SECTOR DE GAS.

CAPITULO 1.
GENERALIDADES

Artículo 2.2.2.1.1. ***Ámbito de aplicación.*** El Presente Título aplica a todos los Agentes e igualmente a todas las instituciones públicas y privadas relacionadas con el desarrollo de la actividad económica de gas natural.

(Decreto 2100 de 2011, art. 3°)

Artículo 2.2.2.1.2. ***Remisión al título de energía eléctrica***. Para los efectos de este Decreto y en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física; se aplicarán las disposiciones del Título III del presente Decreto
Artículo 2.2.2.1.3. ***Siglas***. Para efectos del presente Decreto se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

CIDV: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

GBTUD: Giga BTU -British Thermal Unit- por día

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular

CNOG: Consejo Nacional de Operación de Gas

MME: Ministerio de Minas y Energía

MPCD: Millones de Pies Cúbicos por Día

PC: Producción Comprometida de un Productor

PP: Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado

PTDV: Producción Total Disponible para la Venta

SNT: Sistema Nacional de Transporte de Gas

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

(Decreto 2100 de 2011, art 1°)

Artículo 2.2.2.1.4. *Definiciones*. Para la adecuada interpretación de las expresiones empleadas en este Decreto se tendrán en cuenta las definiciones de la Ley 142 de 1994 las de las normas expedidas por la CREG y el MME; y las que se presentan a continuación:

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Acuerdo Operativo*:** Decisiones sobre los aspectos técnicos del SNT, tendientes a lograr una operación segura, económica y confiable.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Agentes*:** Son los productores de gas, los Agentes Operacionales, los Agentes Exportadores, los Agentes Importadores, los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas, los propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Agente Exportador de Gas*:** Persona jurídica que exporta gas.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Agente Importador de Gas*:** Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Agentes Operacionales*:** Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este Decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Área de influencia. *El* área de influencia es aquella que ejerce un Sistema Troncal perteneciente al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, respecto de un grupo de empresas y usuarios del Gas conectados, directa o indirectamente, a este sistema troncal.

(Decreto 2225 de 2000, art 1°)

Campos Menores: Campos productores de hidrocarburos cuyo PP es igual o inferior a 30 MPCD.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Cantidades Importadas Disponibles para la Venta - CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Cofinanciación: Aporte de recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento con el objeto de completar los recursos necesarios para la ejecución total de proyectos elegibles dirigidos al desarrollo de la infraestructura para el uso del gas natural, en los términos del artículo 15 de la Ley 401 de 1997.

(Decreto 3531 de 2004 Art 1°)

Comercialización de Gas Natural Competida. Para efectos del presente Decreto, se considera que la actividad de Comercialización de gas natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores es competida, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas lo determine a partir de análisis que consideren índices reconocidos de competencia que involucren el número de Productores-Comercializadores y Agentes Importadores, la posición de dichos agentes en el mercado, su nivel de competencia; así como la madurez del mercado secundario de gas natural, la existencia de sistemas de información a los usuarios, la disponibilidad de infraestructura de transporte de gas natural y demás factores que encuentre pertinentes.

(Decreto 3429 de 2003, art 3°)

Comercializador de GNCV: Persona natural o jurídica que suministra GNCV a través de estaciones de servicio automotriz.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Contrato BOMT. Modalidad de contrato suscrito para construir, operar, mantener y transferir un gasoducto de transporte de Gas Natural. (Build, Operate, Maintain and Transfer, corresponde a las siglas en inglés). Los gasoductos construidos y operados bajo la modalidad BOMT se consideran parte constitutiva de un sistema de transporte.

(Decreto 2225 de 2000, art 1°)

Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente no asume compromiso de continuidad del servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Contrato Mixto: Contrato escrito para prestar el servicio de suministro o de transporte de gas natural que involucra simultáneamente compromisos en Firme e Interrumpibles de volúmenes y/o capacidades de transporte de gas natural.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Comercialización de Gas Natural Combustible: Es la actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas natural combustible, que consiste en la compraventa o suministro de gas natural combustible a título oneroso.

(Decreto 3429 de 2003, art 1°; en concordancia con el Decreto 847 de 2001, art. 1°, adicionado por el Decreto 1590 de 2004, art. 1°.)

Comercializador de Gas Natural: Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas natural combustible.

(Decreto 3429 de 2003, art 1; en concordancia con el Decreto 847 de 2001, art. 1°, adicionado por el Decreto 1590 de 2004, art. 1°)

Comercializador Entrante: Es el Comercializador de Gas Natural diferente del Comercializador Establecido que atenderá usuarios regulados en el mismo mercado de comercialización.

(Decreto 3429 de 2003, art 1°)

Comercializador Establecido: Es el Distribuidor de Gas Natural que desarrolla simultáneamente la actividad de Comercialización de Gas Natural a usuarios regulados en un mismo mercado de comercialización.

(Decreto 3429 de 2003, art 1°)

Conexión de Usuarios de Menores Ingresos: Es el conjunto de bienes que permiten conectar a un usuario residencial de los estratos 1 y 2 con las redes de distribución de gas natural. La conexión se compone básicamente de la acometida, el medidor y el regulador.

(Decreto 3531 de 2004 art 1°)

***Demanda de Gas Natural por Atender*:** Es el volumen total de gas natural y/o capacidad total de transporte nominados por los Agentes para el Día de Gas.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

***Demanda de Gas Natural Eléctrica*:** Es el volúmen de gas natural y/o capacidad de transporte nominado por los agentes Termoeléctricos para atender el despacho económico eléctrico durante el día de Gas.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

***Demanda de Gas Remanente*:** Es el volumen de gas natural y/o de capacidad de transporte que resulta de restar de la Demanda por Atender ya priorizada conforme al artículo 2.2.2.2.1 del presente Decreto, la Demanda de Gas Natural Eléctrica y los volúmenes considerados en los numerales 1 y 2 de los artículos 2.2.2.2.2 y 2.2.2.2.3 de este Decreto.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

***Demanda Esencial*:** Corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de GNCV; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Demanda total del país*.** Corresponde al consumo de Gas Natural medido como promedio anual en el año inmediatamente anterior en Millones de pies cúbicos diarios correspondiente a un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador. Dicho consumo será actualizado y divulgado anualmente por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, a más tardar el 1° de marzo de cada año.

(Decreto 2225 de 2000, art 1°)

***Distribuidor de Gas Natural*:** Es la empresa de servicios públicos que desarrolla la actividad de distribución de gas natural.

(Decreto 3429 de 2003, art 1°)

***Estudios de Preinversión*:** Son el conjunto de análisis y estudios necesarios para evaluar, desde el punto de vista técnico y económico, la viabilidad de emprender un proyecto de infraestructura en los municipios y el sector rural dentro del área de influencia de los gasoductos troncales.

(Decreto 3531 de 2002 Art 1°)

***Evaluador*:** Es la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME.

(Decreto 3531 de 2004 Art 1°)

Fondo Especial Cuota de Fomento: Es el Fondo Cuenta Especial creado por el artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por las Leyes 887 de 2004, 1151 de 2007 y 1450 de 2011; sin personería jurídica, administrado por el Ministerio de Minas y Energía, al cual se incorporan los recursos provenientes de la Cuota de Fomento del tres por ciento (3.0%) sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado, sufragada por todos los Remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Su finalidad es promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas

(Decreto 3531 de 2004 art. 1 Definición modificada por el Decreto 1718 de 2008 art. 1, porcentaje modificado por el artículo 98 de la Ley 1450 de 2011)

Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y de las participaciones de la ANH: Es el gas que recibe el Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos y/o convenios de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos con la ANH.

(Decreto 2100 de 2011 art 2°)

Gasoducto Ramal: Es el conjunto de tuberías y accesorios de uso público que permiten la conducción de gas desde un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte hasta las Puertas de Ciudad, conexiones a usuarios no regulados y conexiones a sistemas de almacenamiento.

(Decreto 3531 de 2004 art 1°)

Gasoducto Troncal: Es el conjunto de tuberías y accesorios de uso público que permiten la conducción de gas desde los centros de producción hasta las puertas de ciudad, conexiones a usuarios no regulados y conexiones a sistemas de almacenamiento.

(Decreto 3531 de 2004 art 1°)

Infraestructura de Regasificación: Conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, Transitoria: Limitación técnica que es posible solucionar a través de inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación del servicio de gas natural y que no genera déficit de gas en un punto de entrega.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia. No Transitoria: Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)
Intercambios Comerciales Internacionales de Gas Natural: Son las exportaciones e importaciones de gas natural.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Interconexión Internacional de Gas Natural: Gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a los Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, que puede estar o no, conectada físicamente al SNT y que no hace parte de dicho Sistema.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Limitación Técnica: Reducción o pérdida súbita de la disponibilidad de la capacidad máxima de producción de un campo o de la capacidad máxima de un sistema de transporte de gas.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Mercado Secundario: Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Municipios y Sector Rural dentro del Área de Influencia de los Gasoductos Troncales: Son aquellos municipios que por su condición de localización respecto del Gasoducto Troncal permiten que un proyecto de infraestructura sea técnica y económicamente viable, si obtiene cofinanciación del Fondo Especial Cuota de Fomento.

(Decreto 3531 de 2004 Art 1°)

Parqueo: Modalidad de almacenamiento de gas en la red de gasoductos, cuyas características y forma de remuneración serán definidas por la CREG.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado - PP: Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico

considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Precio de Escasez: De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 71 de 2006, es el valor definido por la CREG y actualizado mensualmente, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Prestador del Servicio de Transporte o Transportador. De acuerdo con la Resolución CREG 71 de 1999, se considerarán como tales, las personas de que trata el Título I de la Ley 142 de 1994 que realicen la actividad de Transporte de Gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte y que reúnen las siguientes condiciones, de acuerdo con la Regulación de la CREG:

a) Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un Sistema de Transporte siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y

b) Que realice la venta del Servicio de Transporte a cualquier Agente mediante Contratos de Transporte.

(Decreto 2225 de 2000, art 1° adicionado por el Decreto 2282 de 2001, art. 1°)
Producción Comprometida de un Productor - PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21 de este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Producción de gas del país. Se refiere al volumen total de Gas Natural expresado en Mpc que se haya producido en el respectivo año en los campos de Gas Natural en explotación y operación ubicados en el territorio nacional y que se encontraba dentro de las especificaciones exigidas para su comercialización a través del Sistema Nacional de Transporte. Dicha producción será actualizada y divulgada anualmente por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, a más tardar el 1º de marzo de cada año.

(Decreto 2225 de 2000, art 1°)

Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo

cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Productor de Gas Natural*:** Es quien extrae o produce gas natural conforme con la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un agente diferente del asociado es un Comercializador.

(Decreto 3429 de 2003, art 1°)

***Protocolo Operativo*:** Plan escrito y detallado que establece objetivos, guías y procedimientos de carácter técnico para el desarrollo de un proceso operativo específico, de acuerdo con las mejores prácticas generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

***Proyecto Aprobado*:** Es aquel proyecto elegible que tiene la aprobación para ser cofinanciado con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento.

(Decreto 3531 de 2004, art 1°)

***Proyecto Elegible*:** Es un proyecto de infraestructura que cumple con los requisitos establecidos en el artículo 2.2.2.5.12 de este Decreto.

(Decreto 3531 de 2004, art 1°)

***Proyectos de Infraestructura Cofinanciables*:** Son proyectos para la construcción, incluido el suministro de materiales y equipos, y puesta en operación de:

i) Gasoductos ramales y/o Sistemas Regionales de Transporte de gas natural;

ii) Sistemas de Distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un Área de Servicio Exclusivo de Distribución gas natural, y

iii) Conexiones de Usuarios de Menores Ingresos.

(Decreto 3531 de 2004, art 1°)

***Racionamiento Programado de Gas Natural*:** Situación de déficit cuya duración sea indeterminable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda.
(Decreto 880 de 2007, art 1°)

Red Física: Es el conjunto de redes o tuberías para gas combustible, que conforman el sistema de suministro del servicio público cualquiera que sea el diámetro de la tubería o ducto.

Para edificios de propiedad horizontal o condominios, la red física llega hasta el registro de corte general cuando lo hubiere.

No habrá lugar al pago de contribución de solidaridad ni al otorgamiento de subsidios, cuando el gas combustible se distribuya a través de cilindros o de tanques estacionarios.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Remitente: Es la persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural. Puede ser alguno de los siguientes Agentes: un Productor-Comercializador, un Comercializador, un Distribuidor, un Almacenador, un Usuario No Regulado o un Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

(Decreto 3531 de 2004, art 1°)

Reservas de Gas Natural: Son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la ANH.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Respaldo Físico: Garantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural - SNT: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados, con las Interconexiones Internacionales de Gas Natural y sistemas de almacenamiento.

(Decreto 2100 de 2011, art 2°)

Solicitante: Son, individualmente considerados, las entidades territoriales, las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de distribución de gas natural por redes o las empresas transportadoras de gas natural o, un grupo de usuarios de menores ingresos de dicho servicio. Cuando el Solicitante sea un Grupo de Usuarios de Menores Ingresos, la respectiva solicitud sólo podrá versar sobre la construcción, incluido el suministro de materiales y equipos, y puesta en operación de Conexiones y deberá efectuarse a través de las empresas prestadoras del servicio público de distribución de gas natural por redes.

(Decreto 3531 de 2004 art 1°)

Transportador en las Interconexiones Internacionales. El Transportador en las Interconexiones Internacionales es la persona jurídica nacional o extranjera, que prestará el servicio de transporte a través de una Interconexión Internacional de Gas Natural, y para todos los efectos será el responsable por la construcción, operación, administración y mantenimiento de la infraestructura, así como de la calidad, confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio.

(Decreto 2400 de 2006, art 1°)

Usuarios de Menores Ingresos: Son aquellos usuarios residenciales que pertenecen a los estratos socioeconómicos 1 y 2 de la población.

(Decreto 3531 de 2004, art. 1°)

CAPITULO 2.
ASEGURAMIENTO DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Artículo 2.2.2.2.1. ***Prioridades frente a restricciones en el suministro o en el transporte de gas natural.*** Fíjese el siguiente orden de prioridad de atención cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, originadas en el suministro o en el transporte de gas natural, que impidan la prestación del servicio en condiciones de confiabilidad y continuidad.

1. En primer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural. En esta categoría no se considerarán los volúmenes de gas natural y/o capacidad de transporte nominados por los Agentes para atender el Mercado Secundario.

2. En segundo lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural, cuyos volúmenes estén destinados por los Agentes para atender el Mercado Secundario.

3. En tercer lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega en donde se presente el déficit de gas, aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, contratos de "parqueo" de gas natural.

4. En cuarto lugar, tendrán prioridad de atención en el punto de entrega donde se presente el déficit de gas, aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que No Garantizan Firmeza de suministro de gas natural y/o capacidad de transporte.

Parágrafo 1°. Las ofertas comerciales aceptadas de acuerdo a lo prescrito en el Código de Comercio equivalen a contratos para los efectos del presente Decreto.

Parágrafo 2°. En el caso de que existan Contratos Mixtos, para efectos de determinar el orden de prioridad, se considerará cada volumen de gas natural y/o capacidad de transporte dentro de la modalidad contractual respectiva.

(Decreto 880 de 2007, art. 2°)

Artículo 2.2.2.2.2. ***Asignación de los volúmenes y/o capacidad de transporte de gas natural entre los agentes que tienen el mismo nivel de prioridad.*** Según el orden de prioridad dispuesto en el artículo anterior, fíjese el siguiente orden de atención entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias.

1. En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, declarada por los Distribuidores-Comercializadores y los Comercializadores al Ministerio de Minas y Energía.

2. En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte, declarada por los Transportadores al Ministerio de Minas y Energía.

3. Los volúmenes restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, se asignarán a cada Agente así:

3.1 Cuando los volúmenes restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, sean suficientes para atender la Demanda de Gas Natural Eléctrica y la Demanda de Gas Natural Remanente, se asignarán a cada Agente conforme a los volúmenes nominados.

3.2 Cuando los volúmenes restantes de gas natural y/o capacidad de transporte no sean suficientes para atender la Demanda de Gas Natural Eléctrica y la Demanda de Gas Natural Remanente, se distribuirán a prorrata entre éstas y posteriormente se asignarán a cada Agente conforme a los numerales 3.2.1 y 3.2.2 siguientes:

3.2.1 De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán, entre los Agentes que participan en la Demanda de Gas Natural Eléctrica, el volumen de gas y/o la capacidad de transporte para las plantas termoeléctricas que estando en el despacho económico eléctrico se requieran, en su orden, por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Para este efecto, y en concordancia con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.5. del presente Decreto, a los Agentes Termoeléctricos se les asignará, como máximo, el gas natural requerido para atender el despacho económico eléctrico.

3.2.2 Se asignará, entre los Agentes que participan en la Demanda de Gas Natural Remanente, el volumen de gas y/o la capacidad de transporte, a prorrata entre las nominaciones correspondientes.

(Decreto 880 de 2007, art 3°)

Artículo 2.2.2.2.3. ***Orden de atención para condición crítica en el mercado mayorista de electricidad***. Según el orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2.2.2.2.1. del presente Decreto, fíjese el siguiente orden de atención entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad cuando pudiera presentarse una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad simultáneamente con una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria.

1. En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, declarada por los Distribuidores-Comercializadores y los Comercializadores al Ministerio de Minas y Energía.

2. En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte, declarada por los Transportadores al Ministerio de Minas y Energía.

3. En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica. De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural asignarán, entre los Agentes que participan en la Demanda de Gas Natural Eléctrica, el volumen de gas y/o la capacidad de transporte para las plantas termoeléctricas que estando en el despacho económico eléctrico se requieran, en su orden, por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Para este efecto, y en concordancia con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.5 del presente Decreto, a los Agentes Termoeléctricos se les asignará como máximo el gas natural requerido para atender el despacho económico eléctrico.

4. En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los usuarios industriales en el volumen que se requiera como materia prima para sus procesos productivos, declarado por éstos al Ministerio de Minas y Energía.

5. En quinto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los comercializadores de GNCV, declarada por éstos al Ministerio de Minas y Energía.

6. En sexto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los usuarios industriales, en el volumen que se requiera como combustible, declarado por éstos al Ministerio de Minas y Energía.

7. En último lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los Agentes Exportadores con destino a la exportación, en el volumen declarado por éstos al Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1°. Para la aplicación de lo previsto en este artículo, se entenderá que pudiera presentarse una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad cuando el Precio de Bolsa utilizado para determinar el Precio de Oferta de Exportación en las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- correspondiente al último escalón de oferta es superior al Precio de Escasez.

Parágrafo 2°. El Centro Nacional de Despacho, CND, determinará cuándo se pudiera presentar una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad e informará inmediatamente de este evento a los Productores-Comercializado res y/o Transportadores de gas natural.

Parágrafo 3°. Cuando la posible Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad coincida con una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria, que implique un déficit de gas de los campos de Guajira y dicho evento tenga una duración superior a cinco (5) días consecutivos, se modificará el orden de atención previsto en este Artículo para incluir, en tercer lugar de prioridad, el volumen mínimo operativo demandado por la refinería de Barrancabermeja con cargo a esta fuente de suministro, que corresponde a 28 MPCD.

(Decreto 880 de 2007, art 4°)

Artículo 2.2.2.2.4. ***Orden de atención de la demanda de gas natural entre los agentes tratándose de Racionamiento programado de Gas Natural o de Energía Eléctrica***. Cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural o de Energía Eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el Artículo 2.2.2.2.1 del presente Decreto, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Parágrafo. El Ministro de Minas y Energía declarará el inicio y el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural, mediante acto administrativo.

(*Decreto 880 de 2007, art. 5°; modificado por el Decreto 4500 del 2009, art. 1°*)

Artículo 2.2.2.2.5. ***Nominaciones y renominaciones de suministro de gas y/o capacidad de transporte de cada Agente***. En orden a garantizar el cumplimento a lo establecido en este Decreto, a partir del 21 de marzo de 2007, las nominaciones y renominaciones de suministro de gas y/o capacidad de transporte de cada Agente deberán discriminarse entre eléctrica, no eléctrica y Mercado Secundario. Así mismo, las nominaciones de Mercado Secundario deberán identificar el Agente Reemplazante o Remitente Reemplazante, según el caso.

(Decreto 880 de 2007, art. 6°)

Artículo 2.2.2.2.6. ***Declaración ante el Ministerio de Minas y Energía de los contratos de suministro y/o capacidad de transporte entre Distribuidores-Comercializadores y Productor-Comercializador y/o Transportador de gas natural.*** Los Distribuidores-Comercializadores que tengan contratos de suministro

y/o capacidad de transporte con un Productor-Comercializador y/o Transportador de gas natural declararán al Ministerio de Minas y Energía, con copia a los Productores-Comercializadores con quien tengan suscritos sus contratos, dentro del primer mes de cada semestre del año, los volúmenes y/o capacidad de transporte de gas natural destinados a atender la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales, inmersos en la red de distribución, así como también los volúmenes de gas natural demandados por los comercializadores de GNCV que atiendan.

(Decreto 880 de 2007, art. 7°)

Artículo 2.2.2.2.7. ***Declaración ante el Ministerio de Minas de los contratos de suministro de gas natural entre Comercializadores y Productores-Comercializadores.*** Los Comercializadores que tengan contratos de suministro de gas natural con Productores-Comercializadores, deberán declarar al Ministerio de Minas y Energía, con copia a los Productores-Comercializadores con quien tengan suscritos sus contratos, dentro del primer mes de cada semestre del año, el volumen destinado a atender la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales de los Distribuidores - Comercializadores que atiendan, así como los volúmenes de gas natural demandados por los comercializadores de GNCV que atiendan.

(Decreto 880 de 2007, art. 8°)

Artículo 2.2.2.2.8. ***Recomendación del Consejo Nacional de Operación de Gas -CNO gas en cuanto a protocolos de procedimiento y de suministro de información en restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia.*** El Consejo Nacional de Operación de Gas -CNO Gas- recomendará al Ministerio de Minas y Energía, para su adopción mediante acto administrativo, los protocolos de procedimiento y de suministro de información que se requieran para asegurar la coordinación eficiente y efectiva de los Agentes cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, o Racionamiento Programado, para el cabal cumplimiento de lo previsto en este Decreto. Estos protocolos de procedimiento y de suministro de información serán de obligatorio cumplimiento para todos los Agentes.

(Decreto 880 de 2007, art. 9°)

Artículo 2.2.2.2.9. ***Responsabilidad de priorizar el volumen y/o la capacidad de transporte de gas natural.*** Es responsabilidad de los Productores-Comercializadores, Comercializadores y de los transportadores priorizar el volumen y/o la capacidad de transporte de gas natural, cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, incluyendo las de Racionamiento Programado que impidan garantizar el abastecimiento de la demanda, conforme a las disposiciones establecidas en el presente Decreto, en armonía con las disposiciones regulatorias aplicables.

De igual manera, los Distribuidores-Comercializadores y los Comercializadores que participan en el Mercado Secundario, serán responsables de la asignación de los volúmenes de gas natural entre los usuarios de los mercados relevantes que

atiendan, cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, incluyendo las de Racionamiento Programado.

(Decreto 880 de 2007, art. 10°)

Artículo 2.2.2.2.10. ***Obligación de suministro de información.*** Para efectos de la verificación de la adecuada aplicación de lo previsto en el presente Decreto, los Productores-Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores de gas natural, estarán sujetos a obligaciones de suministro de información, así:

1. En situaciones de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias:

    1.1. Los Productores-Comercializadores y/o los Transportadores de gas natural informarán dicha situación, inmediatamente y por escrito, al Centro Nacional de Despacho, CND, al Ministerio de Minas y Energía y a la Superintendencia de Servicios Públicos identificando claramente sus causas y efectos sobre la prestación del servicio.

    1.2. Los Productores-Comercializadores y los Comercializadores publicarán en la página web de su dominio o donde establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el programa de suministro de gas definitivo, desagregado por Agentes, para el siguiente Día de Gas, inmediatamente termine el Ciclo de Nominación de Suministro.

    1.3. Los Transportadores publicarán a través de su correspondiente Boletín Electrónico de Operaciones - BEO - o donde establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Programa de Transporte de gas definitivo, desagregado por Remitentes, para el siguiente Día de Gas, inmediatamente termine el Ciclo de Nominación de Transporte.

    1.4. Los Productores-Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores de gas deberán presentar a la Superintendencia de Servicios Públicos, en los formatos y con la periodicidad que ésta establezca para el efecto, la información sobre la aplicación de lo dispuesto en este Decreto.

2. Cuando se presenten situaciones de Racionamiento Programado:

    2.1. Los Productores-Comercializadores y los Comercializadores publicarán en la página web de su dominio o donde establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el programa de suministro de gas definitivo, desagregado por Agentes, para el siguiente Día de Gas, inmediatamente termine el Ciclo de Nominación de Suministro.

    2.2. Los Transportadores publicarán a través de su correspondiente Boletín Electrónico de Operaciones - BEO - o donde establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Programa de

Transporte de gas definitivo, desagregado por Remitentes, para el siguiente Día de Gas, inmediatamente termine el Ciclo de Nominación de Transporte.

2.3. Los Productores-Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores de gas deberán presentar a la Superintendencia de Servicios Públicos, en los formatos y con la periodicidad que ésta establezca para el efecto, la información sobre la aplicación de lo dispuesto en este Decreto.

Parágrafo 1°. Las publicaciones a que hace referencia este artículo, serán realizadas por los Productores-Comercializadores, los Comercializadores, los Transportadores de gas y todos los Agentes que realicen transacciones en el mercado secundario, independientemente del Agente que haya declarado tal situación.

(Decreto 880 de 2007, art. 11°)

Artículo 2.2.2.2.11. ***Medidas contractuales y operativas necesarias para atención de usuarios residenciales***. Los Distribuidores-Comercializadores que atiendan usuarios residenciales tomarán todas las medidas contractuales y operativas necesarias, para garantizar que cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, incluyendo las de Racionamiento Programado de Gas Natural, no se comprometa la seguridad de las personas, los inmuebles y las instalaciones de dichos usuarios.

(Decreto 880 de 2007, art. 12°)

Medidas para mitigar los efectos sobre la población cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia. Para mitigar los efectos sobre la población cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, incluyendo las de Racionamiento Programado de Gas Natural, los Productores-Comercializadores podrán ofrecer gas natural que no cumpla las especificaciones de calidad definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, siempre y cuando, no se comprometa la seguridad en la prestación del servicio público domiciliario.

(Decreto 880 de 2007, art 13°)

Artículo 2.2.2.2.12. ***Medidas necesarias para que no se generen por negligencia, Racionamientos de Gas Natural o de Energía Eléctrica***. Los Productores-Comercializadores, los Transportadores, los Comercializadores y los Distribuidores-Comercializadores de gas natural y las empresas generadoras de electricidad a base de gas natural, en cumplimiento de las normas vigentes, tomarán todas las medidas necesarias para que, aún frente a las situaciones a que se refiere el presente Decreto, no se generen, por su negligencia, Racionamientos de Gas Natural o de Energía Eléctrica.

(Decreto 880 de 2007, art 14°)

Artículo 2.2.2.2.13. ***Medidas para evitar conductas de los Agentes que puedan producir Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia.*** La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptará todas las medidas a que haya lugar para evitar conductas de los Agentes que puedan producir Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias.

(Decreto 880 de 2007, art. 15°)

Artículo 2.2.2.2.14. ***Restricción de desvíos de gas que modifiquen la asignación del gas natural.*** Cuando se trate de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural, o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, o Racionamiento Programado de Gas Natural, los Transportadores no autorizarán desvíos de gas que modifiquen la asignación del gas natural de los Agentes que resulte de la aplicación de este Decreto.

(Decreto 880 de 2007, art 16°)

Artículo 2.2.2.2.15. ***Obligación de atención prioritaria***. Los productores, los productores comercializadores, los comercializadores, los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno. Para este efecto deberán sujetarse a las disposiciones que expida el MME en aplicación del parágrafo 1° del artículo 2.2.2.2.38. de este Decreto.

Parágrafo. Los Agentes Exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos precedentes. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos de exportación con Respaldo Físico, las cantidades de gas objeto de interrupción se reconocerán al costo de oportunidad de que trata el artículo 2.2.2.2.39 de este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, art. 4°)

Artículo 2.2.2.2.16. ***Demanda Esencial***. Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.2.21.de este Decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos de este artículo.

Parágrafo 1. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos 2.2.2.2.1. a 2.2.2.2.15. del presente Decreto y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento.

Parágrafo 2°. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26. de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo.

Parágrafo 3°. Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para determinar los costos a los que se refiere este artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago.

(Decreto 2100 de 2011, art 5°)

Artículo 2.2.2.2.17. ***Administración del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH.*** En la celebración de los contratos y operaciones de cualquier naturaleza que la ANH celebre para la administración del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH, se tendrá como destino de este gas la exportación con el objeto de abrir nuevos mercados, siempre y cuando la demanda interna de este combustible se encuentre abastecida. Para tales efectos, el Ministerio de Minas y Energía deberá señalar los parámetros y mecanismos, debiendo igualmente verificar el cumplimiento de dichas condiciones, en particular la obligación de atención prioritaria, acorde a los términos del presente Decreto.

Si este gas natural se destina para el consumo interno, se tendrán en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Que los contratos u operaciones que se suscriban no tengan por objeto aumentar la concentración en la oferta de gas natural en el mercado. Para este efecto la ANH podrá, entre otros, acordar con cada productor en los contratos de explotación de hidrocarburos el recaudo y la comercialización de Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH, en proporción a la participación que le corresponda.

2. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto privilegiar el suministro del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH a ningún Agente.

3. Que el comercializador del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH se ajuste a lo dispuesto por la CREG para esta actividad

(Decreto 2100 de 2011, art 6, modificado por el artículo 1° del Decreto 1372 de 2014)

Artículo 2.2.2.2.18. ***Vigencia contractual***. Los contratos u operaciones de cualquier naturaleza a los que se refiere el artículo anterior. y que se encontraban vigentes al 22 de julio de 2014, se seguirán ejecutando en los términos inicialmente acordados, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a lo previsto en este Decreto.

(Decreto 1372 de 2014 art. 2°)

Artículo 2.2.2.2.19. ***Certificación y publicación de las reservas***. Los productores continuarán presentando a la ANH la certificación de sus Reservas de Gas Natural expedida por un organismo especializado y reconocido en la prestación de este servicio, conforme a los criterios y procedimientos expedidos por la ANH para el efecto.

La ANH deberá publicar la información consolidada de Reservas de Gas Natural y de petróleo y desagregadas por campo y ubicación geográfica, dentro de los ciento cincuenta (150) días calendario siguientes al inicio de cada año, con corte a 31 de diciembre del año anterior.

(Decreto 2100 de 2011, art 7°)

Artículo 2.2.2.2.20. ***Consumo de gas natural por productores***. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo.

Parágrafo. Si las cantidades de gas natural declaradas en este artículo llegaran a ser ofrecidas para la venta por el productor o por el productor-comercializador, total o parcialmente, estas se someterán a los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.2.24 de este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, art 8°)

Artículo 2.2.2.2.21. ***Declaración de producción***. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: *(i)* la PTDV; *(ii)* la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2.2.2.1.4. y 2.2.2.2.21. del presente Decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: *(i)* el PP de cada campo, y *(ii)* el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora.

En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición.

El productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo 2.2.2.2.18. del presente Decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo.

Parágrafo 1°. Toda la información declarada al MME o a quien este determine conforme a lo previsto en el presente Decreto será analizada, ajustada, consolidada y publicada por el MME mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El MME verificará que la

PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME ajustará la diferencia en la PDTV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo.

Parágrafo 2°. La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible.

Parágrafo 3°. Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV en los términos previstos en este artículo.

(Decreto 2100 de 2011, art 9°)

Artículo 2.2.2.2.22. ***Actualización de la declaración de producción***. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, art 10°)

Artículo 2.2.2.2.23. ***Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV***. La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 2.2.2.2.22. del presente Decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, art 11°)

Artículo 2.2.2.2.24. ***Excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV***. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.2.24. de este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

1. La comercialización de gas en Campos Menores.

2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.

3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

Parágrafo. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán

sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, art 12°)

Artículo 2.2.2.2.25. ***Lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización***. La CREG, en los mecanismos y procedimientos de comercialización que expida con base en lo previsto en el artículo 2.2.2.2.24. de este Decreto deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes.

(Decreto 2100 de 2011, art 13°)

Artículo 2.2.2.2.26. ***Condiciones mínimas de los contratos de suministro y de transporte***. Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación.

Parágrafo. Los contratos de suministro y/o transporte que a 15 de junio de 2011 se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, art 14°)

Artículo 2.2.2.2.27. ***Incentivos a la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales***. Los productores o productores-comercializadores de gas de yacimientos no convencionales podrán desarrollar directamente la actividad de generación termoeléctrica que utilice como fuente primaria el gas que produzcan, sujetándose íntegramente a la regulación vigente sobre esta actividad.

Parágrafo 1°. El MME, la ANH y la CREG, dentro de la órbita de sus competencias, podrán implementar incentivos adicionales a los previstos en este artículo para promover la explotación y comercialización de gas proveniente de yacimientos no convencionales.

(Decreto 2100 de 2011, art 15°)

Artículo 2.2.2.2.28. ***Plan indicativo de abastecimiento***. Con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y que las autoridades competentes cuenten con mejores elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para el asegurar (sic) el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el MME adoptará un plan indicativo de abastecimiento de gas natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre

otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.20., 2.2.2.2.21., 2.2.2.2.22. y el parágrafo 1° del artículo 2.2.2.2.38. de este Decreto, así como la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas y será actualizado anualmente o cuando el MME así lo determine.

Parágrafo. El plan indicativo a que se refiere este artículo será elaborado por la UPME con base en los lineamientos que, para el efecto, determine el MME.

(Decreto 2100 de 2011, art 17°)

Artículo 2.2.2.2.29. ***Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio***. Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

(Decreto 2100 de 2011, art 18°)

Artículo 2.2.2.2.30. ***Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos***. El MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público

(Decreto 2100 de 2011, art 19°)

Artículo 2.2.2.2.31. ***Alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información.*** La CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor.

Parágrafo. La CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre concurrencia.

(Decreto 2100 de 2011 art 20, modificado por el Artículo 2° del Decreto 1710 de 2013)

Artículo 2.2.2.2.32. ***Protocolos y Acuerdos Operativos***. Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando

se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos 2.2.2.2.1. a 2.2.2.2.15.

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

(Decreto 2100 de 2011, art 21°)

Artículo 2.2.2.2.33. ***Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas***. Las actividades de exportación de gas, la importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible.

Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 2.2.2.2.11. de este Decreto, no se aplican a las actividades aquí señaladas.

Parágrafo. La comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

(Decreto 2100 de 2011, art 22°)

Artículo 2.2.2.2.34. ***Libertad de precios.*** El precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, art 23°)

Artículo 2.2.2.2.35. ***De las Interconexiones Internacionales de Gas Natural***. Los Agentes Exportadores o Importadores podrán construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación; así mismo, podrán disponer de la capacidad de transporte de las Interconexiones Internacionales de Gas Natural.

Parágrafo. Si para realizar la exportación o importación de gas natural se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, deberá cumplirse respecto de dichos tramos de gasoductos o gasoductos con lo previsto en el Reglamento Único de Transporte – RUT.

(Decreto 2100 de 2011, art 24°)

Artículo 2.2.2.2.36. ***Acceso a las Interconexiones Internacionales de Gas Natural***. Los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas Natural están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable.

Parágrafo 1°. Las condiciones técnicas y económicas para el acceso a la Interconexión Internacional de Gas Natural serán acordadas libremente entre las partes.

Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso a dicha infraestructura el asunto se someterá a la decisión del MME o de la CREG, según sus competencias.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 25°)

Artículo 2.2.2.2.37. ***Libertad de Exportaciones de Gas***. Los Agentes Exportadores podrán asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en los artículos 2.2.2.2.24. y 2.2.2.2.27. de este Decreto.

Parágrafo 1°. El MME limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los Agentes Exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las Reservas de Gas Natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas. Dicho indicador será calculado y publicado por el MME en julio 30 de cada año.

Parágrafo 2°. Mientras se mantengan las condiciones que den lugar a la limitación prevista en el parágrafo 1° de este artículo, los productores, los productores-comercializadores o los Agentes exportadores no podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes.

(Decreto 2100 de 2011, art 26°)

Artículo 2.2.2.2.38. ***Costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción***. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.

El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor-comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor-comercializador por no honrar su Contrato Firme de Exportación. La CREG adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente.

(Decreto 2100 de 2011, art 27°)

Artículo 2.2.2.2.39. ***Obligación de información de exportaciones y de importaciones de gas natural.*** Una vez perfeccionados los contratos de exportación y de importación, los Agentes respectivos enviarán copia al MME para su información. Cada vez que los contratos de exportación y/o de importación sean modificados se informará al MME adjuntando los documentos que den cuenta de tal modificación. Respecto de la información a que se refiere este artículo, el MME guardará la debida reserva sobre aquellos datos que, atendida su naturaleza, la requieran en defensa de los legítimos intereses de las partes en dichos contratos.

(Decreto 2100 de 2011, art 28°)

Artículo 2.2.2.2.40. ***Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación.*** Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.

Parágrafo 1°. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.

Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, art 29°)

Artículo 2.2.2.2.41. ***Incentivos para la importación de gas natural.*** La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

(Decreto 2100 de 2011, art 30°)

Artículo 2.2.2.2.42. ***Funcionamiento del mercado mayorista.*** Al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el funcionamiento del

mercado mayorista de gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá:

a) Establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista.

b) Señalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural.

(Decreto 1710 de 2013, art. 1)

CAPITULO 3.
TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Artículo 2.2.2.3.1. *Conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO*. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, estará conformado por:

1. Un (1) representante del Ministro de Minas y Energía con voz y voto, quien lo preside.

2. Cuatro (4) representantes de los productores con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.

3. Cuatro (4) representantes de los remitentes con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país. (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).

4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico con voz y voto.

5. Los representantes de los Sistemas de Transporte de Gas Natural con voz y voto que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.

Parágrafo 1°. Los representantes de los productores a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores.

2. Se tomará en cuenta la producción total de Gas Natural, tal y como se definió en el Capítulo I del presente Titulo.

3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor.

4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

Parágrafo 3°. Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con el Capítulo I del presente Titulo y se ordenará de mayor a menor.

2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico.

3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con el numeral 1 de este artículo. Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

Parágrafo 4°. El Representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el Director de dicha entidad o quien haga sus veces.

Parágrafo 5°. Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma:

1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

2. Únicamente serán representantes de los sistemas de transporte los Prestadores del Servicio de Transporte o Transportadores, definidos en Capítulo I del presente Titulo..

3. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, certificará, a más tardar el 1° de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

Parágrafo 7°. Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

Parágrafo 8°. Una vez notificados los representantes seleccionados, deben expresar mediante comunicación escrita a la UPME, dentro de los 5 días calendario posteriores, su aceptación o rechazo a la participación en el CNO para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista.

Parágrafo 9°. En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural-CNO comunique por escrito a la Secretaría Técnica que no desea continuar participando en el CNO, esta Secretaría notificará a la UPME, con el fin de que proceda a señalar su reemplazo conforme al orden de la lista, dentro de los siguientes quince (15) días calendario.

(Decreto 2225 de 2000, art. 2°; parágrafo 5 ° Modificado por el Decreto 2282 De 2001, art. 2°; Parágrafos 8 y 9 adicionados Por el Decreto 2282 De 2001, art. 3°.)

Artículo 2.2.2.3.2. ***Funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO***. Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, las contenidas en la Ley 401 de 1997, en el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la CREG y demás normas que regulen la materia.

(Decreto 2225 de 2000, art 3°)

Artículo 2.2.2.3.3. ***Quórum deliberatorio y decisorio***. El CON podrá deliberar con las dos terceras partes de sus miembros y sus decisiones deberán ser tomadas por mayoría que incluya el voto favorable de por lo menos dos (2) de los representantes de los productores, dos (2) de los representantes de los remitentes y dos (2) de los representantes de los transportadores. En caso de empate, el voto del representante del Ministro de Minas y Energía se contará doblemente.

(Decreto 2225 de 2000, art 4°; modificado por el Decreto 2282 de 2001, art. 4°).

Artículo 2.2.2.3.4. ***Secretaría Técnica***. La Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, y su financiamiento, serán establecidos en el estatuto interno de funcionamiento del mismo.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía no participará en la financiación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

(Decreto 2225 de 2000, art. 6°)

Artículo 2.2.2.3.5. ***Definición de las participaciones***. La UPME con base en las cifras de producción, demanda, y capacidad del año inmediatamente anterior comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre, determinará la participación de los miembros representantes ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO. Dicho estudio debe ser publicado antes del 1° de marzo del año en consideración. La nueva conformación del CNO iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración.

(Decreto 2225 de 2000, art 7°)

Artículo 2.2.2.3.6. ***Requisito para personas jurídicas extranjeras para la celebración de contratos de transporte de importación o exportación de hidrocarburos.*** Si el Transportador en las Interconexiones Internacionales es una persona jurídica extranjera con asiento principal de negocios en algún país extranjero, para establecerse en Colombia y celebrar contratos de transporte para la importación o exportación de hidrocarburos, deberá constituir y domiciliar en el

país una casa o sucursal, llenando las formalidades del Código de Comercio, casa que será considerada como colombiana para los efectos nacionales e internacionales, en relación con los contratos y los bienes, derechos y acciones que sobre ellos recaen.

Corresponde al Ministerio de Minas y Energía, antes de la autorización del inicio de la construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural, declarar cumplidos por las personas jurídicas extranjeras los requisitos de que trata esta disposición, previa solicitud del Transportador en las Interconexiones Internacionales, acompañada de los documentos correspondientes de acuerdo con lo señalado en el artículo 3º de la Ley 10 de 1961, en concordancia con el artículo 76 de la Ley 962 de 2005.

Parágrafo. Si el Transportador en las Interconexiones Internacionales decidiere encomendar la construcción, operación, administración y/o mantenimiento de dicha infraestructura a terceros que sean personas jurídicas extranjeras, a estas también les obliga lo previsto en este artículo.

(Decreto 2400 de 2006, art 2°)

Artículo 2.2.2.3.7. *Autorización del Ministerio de Minas y Energía para el Transportador en las Interconexiones Internacionales.* El Transportador en las Interconexiones Internacionales deberá obtener, previamente al inicio de la construcción de esta infraestructura, autorización del Ministerio de Minas y Energía. Para este efecto deberá presentar la solicitud por escrito, acompañada de los siguientes documentos y/o estudios:

1 Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio respectiva, con una vigencia no superior a tres meses en el que conste que dentro de su objeto social se encuentra la actividad de transporte de Gas Natural.

2 Documentos y/o certificaciones que acrediten suficientemente lo previsto en el artículo siguiente para ser considerado operador idóneo.

3 Descripción detallada del proyecto que incluya, por lo menos su justificación, sus especificaciones técnicas, costo estimado de inversión y proyección de los gastos de operación, administración y mantenimiento.

4 Plano general de la ruta definitiva en base cartográfica del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, en escala uno a cien mil (1:100.000).

5 Plano de perfil ecotopográfico en base cartográfica del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, en escala horizontal uno a diez mil (1:10.000) y en escala vertical uno a mil (1:1.000).

6 Memoria descriptiva en la cual se demuestre la justificación de la ruta elegida.

7 Licencia ambiental expedida por la autoridad ambiental competente.

8 Cronograma de ejecución de la construcción del proyecto.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía sólo expedirá la resolución de autorización de construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural, cuando se allegue copia de la licencia ambiental de que trata el numeral 7 del presente artículo; sin embargo, en el evento en que el Transportador no cuente con dicha licencia, podrá radicar la solicitud para obtener la autorización de construcción, presentando copia de la solicitud de la licencia ambiental correspondiente. En caso de que no le fuere otorgada la licencia, el Ministerio de Minas y Energía negará la autorización de construcción.

(Decreto 2400 de 2006, art 3°)

Artículo 2.2.2.3.8. ***Acreditación del Transportador de Interconexiones Internacionales como Operador Idóneo***. El Transportador en Interconexiones Internacionales será considerado por el Ministerio de Minas y Energía como Operador Idóneo cuando acredite suficientemente: (i) su capacidad técnica en construcción, operación, administración y mantenimiento de infraestructura energética, principalmente en sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos, así como, (ii) su capacidad financiera para adelantar el proyecto.

Parágrafo 1°. Para acreditar la capacidad técnica el Transportador en Interconexiones Internacionales podrá invocar no sólo sus propios méritos, sino también los de (i) las sociedades controladas por él, y/o (ii) las Sociedades que lo controlen.

La capacidad financiera deberá estar soportada en los estados financieros correspondientes al último ejercicio anual auditado.

Para efectos del presente parágrafo se entenderá que el Transportador en Interconexiones Internacionales es controlado por aquel que, junto con sus controlados o controlantes, (i) sea el mayor accionista individual de la misma, y (ii) tenga una participación en el capital de la misma no menor de treinta y cinco por ciento (35%).

Parágrafo 2°. Para acreditar la capacidad técnica, el Transportador en las interconexiones Internacionales deberá presentar las certificaciones expedidas por los auditores externos de todas y cada una de las sociedades respecto de las cuales invoque méritos. En estos certificados se deberá demostrar no sólo la capacidad técnica en construcción, operación, administración y mantenimiento de infraestructura energética, principalmente en sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos, sino también que se presenta la situación de control en los términos anteriormente definidos.

(Decreto 2400 de 2006, art 4°)

Artículo 2.2.2.3.9. ***Termino para expedir autorización***. El Ministerio de Minas y Energía tendrá un término de treinta (30) días para dictar la resolución de autorización del inicio de construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural, y podrá exigir la información adicional o solicitar las aclaraciones que juzgue convenientes para otorgar la autorización respectiva.
Es entendido que cuando se exija información adicional o se soliciten aclaraciones, el término de que trata este artículo sólo se contará a partir del

momento en que el Transportador en las Interconexiones Internacionales, cumpla los requerimientos del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía podrá negar la autorización de Construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural cuando no se cumplan los requisitos aquí establecidos, así como por razones de orden técnico, de orden público o de seguridad nacional.

Parágrafo 2°. El Transportador en Interconexiones Internacionales es responsable por el diseño, construcción y puesta en operación de esta infraestructura. Para este efecto, deberán tenerse en cuenta los estándares, normas técnicas y de seguridad reconocidas internacionalmente así como las buenas prácticas de ingeniería, para garantizar la seguridad, la confiabilidad y la calidad técnica de la infraestructura.

Si el Transportador en la Interconexión Internacional de Gas Natural decidiere encomendar estas tareas a terceros, deberá suscribir los subcontratos requeridos para asegurar que el diseño, construcción y puesta en operación de la Interconexión Internacional cumpla con lo aquí exigido.

(Decreto 2400 de 2006, art 5°)

Artículo 2.2.2.3.10. ***Oportunidad para acogerse a los beneficios de utilidad pública***. Sólo cuando el Ministerio de Minas y Energía autorice la construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural, el Transportador podrá acogerse a los beneficios de utilidad pública, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4° del Decreto 1056 de 1953, Código de Petróleos.

(Decreto 2400 de 2006, art 6°)

Artículo 2.2.2.3.11. ***Inoponibilidad e Indemnización para propietarios de terrenos***. Ningún propietario de terrenos podrá oponerse a que se lleven a cabo en su propiedad los estudios a que haya lugar para la construcción de una Interconexión Internacional de Gas Natural, pero los Transportadores en dicha infraestructura deberán indemnizarlos de todos los perjuicios que puedan causarles con tales estudios.

(Decreto 2400 de 2006, artículo 7°)

Artículo 2.2.2.3.12. ***Construcción de Interconexiones Internacionales que se requieran para transportar gas natural con destino a la exportación o importación.*** Los productores nacionales que comercialicen Gas Natural podrán construir Interconexiones Internacionales que se requieran para transportar el gas natural con destino a la exportación o importación, sin la autorización previa del Ministerio de Minas y Energía para la construcción de dicha infraestructura. En todo caso deberán cumplir lo exigido en el parágrafo 2° del artículo 2.2.2.3.9 del presente Decreto.

Antes de la fecha prevista para el inicio de la construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural, los Productores de que trata este artículo deberán dar aviso del inicio de la misma al Ministerio de Minas y Energía, presentando los

documentos y/o estudios que se relacionan en los numerales 3.3 al 3.8 del artículo 2.2.2.3.7 del presente Decreto.

(Decreto 2400 de 2006, art 8°)

Artículo 2.2.2.3.13. ***Termino de presentación de planos definitivos de ruta construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural.*** Dentro de los tres (3) meses siguientes a la terminación de la construcción de la Interconexión Internacional de Gas Natural el Transportador y/o Productor deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía, los planos definitivos de la ruta de que tratan los numerales 3.4 y 3.5 del artículo 2.2.2.3.7. de este Decreto, con la correspondiente memoria técnica del proyecto, la cual debe incluir las especificaciones técnicas de la infraestructura, las aprobaciones de modificación de las licencias ambientales, cuando haya lugar a ello, así como la inversión efectivamente realizada para la ejecución del proyecto.

(Decreto 2400 de 2006, art 9°)

Artículo 2.2.2.3.14. ***Obligaciones de los Transportadores y/o Productores.*** En todo momento, desde que se inicia la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural los Transportadores y/o Productores a los que se refiere este Decreto, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Mantener vigentes las licencias, permisos o autorizaciones expedidas por las autoridades ambientales competentes.

2. Adquirir y mantener vigente una póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual, para asegurar los perjuicios patrimoniales que se causen a terceras personas en desarrollo de las actividades normales por daños a bienes, lesiones o muerte de personas. De acuerdo con las condiciones generales de la póliza y la ley colombiana, esta deberá incluir una cláusula de restablecimiento automático del valor asegurado, cuando quiera que por ocurrencia de siniestros, el valor asegurado mínimo disminuya. El valor asegurado no será inferior a siete mil quinientos (7.500) salarios mínimos legales mensuales vigentes. Se deberá enviar copia de esta Póliza al Ministerio de Minas y Energía y anexar copia del recibo de pago de prima sobre los montos establecidos.

3. Suministrar toda la información que exija el Ministerio de Minas y Energía, en el momento, con la oportunidad y el detalle que sea requerida

(Decreto 2400 de 2006, art. 10°)

CAPITULO 4.
DISTRIBUCIÓN.

Artículo 2.2.2.4.1. ***Procedencia de la contratación***. Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por red se pueda extender a las personas de menores ingresos, el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con los

artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994, podrá contratar mediante invitación pública la distribución domiciliaria de gas combustible por red de tubería en un área geográfica, incorporando cláusulas de exclusividad, en la cual ninguna persona podrá prestar los mismos servicios, conforme con los criterios que por vía general adopte la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

(Decreto 1359 de 1996, art 1°)

Artículo 2.2.2.4.2. ***Objeto del contrato***. El contrato tiene por objeto asegurar que un concesionario por su cuenta y riesgo preste el servicio público domiciliario de distribución de algún tipo de gas combustible por red de tubería, en condiciones de exclusividad en el área concedida, incluyendo dentro de sus usuarios un número considerable y creciente de personas de menores ingresos.

(Decreto 1359 de 1996, art 2°)

Artículo 2.2.2.4.3. ***Procesos previos al trámite***. Cuando el Ministerio de Minas y Energía considere que es procedente la celebración de contratos de concesión para la prestación del servicio público de distribución de gas combustible por red de tubería con exclusividad, solicitará el pronunciamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de acuerdo con el parágrafo 1º del artículo 40 de la Ley 142 de 1994.

Una vez obtenido el pronunciamiento favorable de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Ministerio de Minas y Energía ordenará la apertura del proceso para la contratación de las áreas exclusivas de gas mediante resolución, e invitará públicamente a participar a quienes cumplan con los requisitos y condiciones establecidos en los términos de referencia, mediante la publicación de dos avisos en fechas diferentes en un diario de amplia circulación nacional, tomando como fecha límite para la última publicación quince días calendario anteriores a la fecha de inicio de venta de los términos de referencia fijada en los mismos.

(Decreto 1359 de 1996, art 3°)

Artículo 2.2.2.4.4. ***Contenido de los avisos***. El aviso contendrá como mínimo : el área geográfica en la cual se concederá la prestación exclusiva del servicio, la duración de la exclusividad; la fecha y sitio donde se podrán adquirir los términos de referencia, su valor y el plazo para presentar las propuestas.
(Decreto 1359 de 1996, art 4°)

Artículo 2.2.2.4.5. ***Contenido de los términos de referencia.*** El Ministerio de Minas y Energía elaborará los términos de referencia para la presentación de propuestas, los cuales contendrán como mínimo la información general sobre el área geográfica que se va a otorgar en concesión y, en forma clara, expresa y detallada, las condiciones técnicas mínimas que deberá reunir la prestación del servicio; la duración de la exclusividad; la obligación de los proponentes de incluir programas de masificación y extensión del servicio; los requisitos de elegibilidad de los proponentes relacionados con la capacidad legal financiera y de experiencia para la correspondiente actividad; la idoneidad de los proponentes para la celebración y ejecución del contrato y demás factores objetivos de evaluación de las propuestas; la minuta del contrato; las garantías y cauciones que habrán de presentarse con la oferta, señalando las bases y los porcentajes de las mismas;

las inhabilidades se incompatibilidad es a que se refieren la Ley 80 de 1993 y la Ley 142 de 1994; la fecha límite para compra de los términos de referencia, y todas las demás circunstancias de tiempo, modo y lugar que se consideren indispensables para que el Ministerio de Minas y Energía realice la selección objetiva del contratista.

(Decreto 1359 de 1996, art 5°)

Artículo 2.2.2.4.6. ***Audiencia de aclaración de los términos de referencia***. En los términos de referencia se fijará la fecha y hora de la audiencia para que los futuros proponentes puedan solicitar las aclaraciones sobre los términos de referencia. Si el Ministerio de Minas y Energía lo considera conveniente o necesario podrá, mediante adendo, determinar la realización de otra audiencia.

De cada una de estas audiencias se levantará un acta sucinta en que conste quiénes asistieron, tanto por parte de quienes compraron términos de referencia, como por parte de los funcionarios del Ministerio, las aclaraciones solicitadas y las respuestas que el Ministerio haya dado verbalmente a las mismas. El Ministerio podrá reservarse el derecho de dar posteriormente respuesta por escrito a las preguntas formuladas.

Si de estas reuniones se estima necesario por parte del Ministerio aclarar los términos de referencia, procederá a hacerlo mediante adendos, enviando por escrito las modificaciones a quienes hayan comprado términos de referencia y si lo considera necesario ampliará el término para la presentación de las propuestas.

(Decreto 1359 de 1996, art 6°)

Artículo 2.2.2.4.7. ***Del contenido y presentación de las propuestas***. Dentro del plazo señalado en los términos de referencia, que se iniciará a partir de la realización de la última audiencia programada, los interesados en la celebración de los contratos, deberán presentar personalmente, o a través de su representante legal o apoderado, en la dependencia del Ministerio de Minas y Energía que se señale en los términos de referencia su propuesta, con sujeción a las siguientes reglas:

1. Manifestación expresa del compromiso de constituirse en Empresa de Servicios Públicos o de tener tal calidad, en el evento de resultar favorecida su propuesta.

   Las compañías extranjeras, además, deberán someterse a cumplir con los requisitos exigidos por el Código de Comercio.

2. Las propuestas deberán sujetarse a todos y cada uno de los puntos contenidos en los términos de referencia, incluyendo los formatos de presentación, cuando ello sea necesario para la selección objetiva del contratista.

3. Con la sola presentación y firma de la propuesta se entenderá prestado el juramento del proponente de no hallarse incurso en las inhabilidades e incompatibilidades contempladas en la Constitución y en las Leyes 80 de 1993 y 142 de 1994.

4. El proponente deberá acreditar la capacidad económica, financiera y técnica para la ejecución del contrato de acuerdo con lo que se defina en los términos de referencia.

5. El proponente deberá acreditar la experiencia en la prestación del servicio según se defina en los términos de referencia.

6. El proponente deberá presentar garantía de seriedad de la propuesta en las condiciones que se definan en los términos de referencia.

(Decreto 1359 de 1996, art 7°)

Artículo 2.2.2.4.8. ***Término del proceso precontractual.*** El Ministerio de Minas y Energía fijará en los términos de referencia los plazos para la presentación y evaluación de las propuestas. Estos términos podrán prorrogarse hasta por la mitad del inicialmente fijado, en el primer caso cuando lo soliciten más de la mitad de los proponentes y en ambos casos cuando a juicio del Ministerio de Minas y Energía sea necesario o conveniente.

(Decreto 1359 de 1996, art 8°)

Artículo 2.2.2.4.9. ***Apertura de las propuestas.*** La urna se abrirá el día y hora indicados en los términos de referencia, en acto público que será presidido por el Secretario General del Ministerio o su delegado, y contará con la participación del jefe de la Oficina Jurídica y el Director General de Hidrocarburos.

De dicha diligencia se levantará un acta que será suscrita por quienes intervinieron en la misma, en la que deberá constar como mínimo el número de propuestas y la identificación de quienes las presenten.

(Decreto 1359 de 1996, art. 9°)

Artículo 2.2.2.4.10. ***Aclaraciones a las propuestas.*** El Ministerio de Minas y Energía, podrá solicitar por escrito las aclaraciones o explicaciones que estime convenientes sobre las propuestas presentadas y para su respuesta fijará un plazo prudencial que se incluirá en los términos de referencia.

Las respuestas a las aclaraciones y explicaciones no podrán contener adiciones o modificaciones a la propuesta. En el evento en que se presenten adiciones o modificaciones a la propuesta o no se dé respuesta a las aclaraciones o explicaciones solicitadas por el Ministerio y éstas fueren indispensables para determinar la elegibilidad del proponente o la calificación de la propuesta, la oferta no será tenida en cuenta.

(Decreto 1359 de 1996, art 10°)

Artículo 2.2.2.4.11. ***Comités evaluadores.*** Las propuestas serán evaluadas por los comités evaluadores técnico, jurídico y económico que integre, mediante resolución el Ministro de Minas y Energía y tendrán a su cargo la evaluación económica, técnica y jurídica de las propuestas de acuerdo con la metodología establecida en los términos de referencia. Estos comités podrán

contar con la asesoría externa de expertos en el objeto de la contratación. El comité podrá contar con la asesoría de los demás comités la presentación de un informe final, que contengan los fundamentos y resultados de la evaluación y las recomendaciones pertinentes.

(Decreto 1359 de 1996, art 11°)

Artículo 2.2.2.4.12. ***Factores de evaluación***. La elegibilidad de los proponentes y la evaluación de las propuestas se basarán en los elementos objetivos que se terminen en los términos de referencia y de acuerdo con la metodología que se fije en los mismos.

(Decreto 1359 de 1996, art 12°)

Artículo 2.2.2.4.13. ***Término para la evaluación***. En los términos de referencia se fijará el plazo para la evaluación. Este término podrá prorrogarse hasta por la mitad del inicialmente establecido, siempre que las necesidades así lo exijan.
Vencido el término de evaluación, el informe final que contiene los fundamentos y resultado de la evaluación y la recomendación de adjudicación pertinente, permanecerá por espacio de cinco (5) días hábiles en la Secretaria General del Ministerio de Minas y Energía, para que los interesados lo conozcan y expongan sus observaciones si lo consideran necesario, las cuales serán analizadas y acogidas a criterio del Ministerio, teniendo en cuenta los factores de elegibilidad, evaluación, la metodología y demás requisitos exigidos en los términos del referencia. Dichas observaciones serán resueltas en la correspondiente resolución de adjudicación.

(Decreto 1359 de 1996, art 13°)

Artículo 2.2.2.4.14. ***Empate en el proceso de calificación***. Se entenderá que hay empate total en el proceso de calificación cuando dos o más ofertas presenten un margen de diferencia que será definido en los términos de referencia. En caso de empate, este será dirimido con la metodología que se fije en los términos de referencia.

(Decreto 1359 de 1996, art 14°)

Artículo 2.2.2.4.15. ***Adjudicación del contrato***. El Ministro de Minas y Energía dentro de los quince (15) días siguientes a la terminación del plazo a que se refiere el artículo 2.2.2.4.13. escogerá la mejor propuesta, sin tener en consideración factores de afecto o de interés y, en general, cualquier clase de motivación subjetiva. La adjudicación se hará por resolución motivada contra la cual no procede ningún recurso y se notificará personalmente al proponente favorecido, en la forma y términos establecidos en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y se comunicará a los no favorecidos dentro de los cinco (5) días siguientes de surtida esta notificación.

Parágrafo 1. El plazo de adjudicación anteriormente establecido podrá ampliarse por un término no mayor al de la mitad del inicialmente señalado, siempre que las necesidades de la administración lo requieran, para lo cual se expedirá resolución motivada.

Parágrafo 2. En el evento de no presentarse propuestas, o si ninguna propuesta reúne los requisitos establecidos en los términos de referencia, o si ocurren causales similares que impidan la evaluación objetiva de las propuestas, el Ministro de Minas y Energía declarará desierta la invitación, mediante resolución motivada detallando en forma precisa los motivos de esta declaratoria.

De la misma forma la invitación será declarada desierta cuando se demuestre colusión o fraude de todos los proponentes o cuando se establezca que las propuestas son artificialmente altas o bajas.

En la eventualidad en que se presente solamente una propuesta, para efectos de su evaluación se tomará información sobre el servicio público de distribución domiciliaria de gas combustible por red en distintas regiones del país, y las propuestas presentadas en otras invitaciones para la adjudicación de contratos de la misma clase abiertas por el Ministerio de Minas y Energía. Si a juicio del Ministerio de Minas y Energía, no es posible llevar a cabo la evaluación, la invitación se declarará desierta.

(Decreto 1359 de 1996, art 15°)

Artículo 2.2.2.4.16. ***Cláusulas del contrato***. Además de las estipulaciones relativas a la identificación de las partes, objeto, duración, en él se pactará como mínimo de manera clara y precisa las estipulaciones necesarias acerca de los siguientes puntos: determinación geográfica del área; obligaciones del concesionario y su remuneración; término de duración de la exclusividad compromisos de precios y ajustes de los mismos, estableciendo claramente las fórmulas tarifarias generales; cobertura; manejo de contribuciones y subsidios dentro del área; interventorías; restablecimiento del equilibrio contractual; plazos; aspectos sobre el régimen de ejecución del contrato referente a normas ambientales y permisos municipales; protección de personas y bienes; condiciones de extensión del servicio; planes de expansión; mantenimiento y renovación de obras y bienes; condiciones de prestación del servicio; indicadores de gestión; contratos con terceros; informes; garantías y, en general, las previsiones contractuales necesarias para garantizar la calidad de la prestación oportuna y eficiente del servicio.

No se incluirán en estos contratos las cláusulas excepcionales de modificación e interpretación unilaterales, pero deberán incluirse las cláusulas determinación unilateral y cláusula de caducidad que en su aplicación se regirán por las normas de la Ley 80 de 1993, sin perjuicio de pactar causales de terminación anticipada por las partes.

Cuando por causa imputable al proponente favorecido el contrato no pueda suscribirse, el Ministerio de Minas y Energía podrá celebrar el contrato con el proponente que quedó en segundo lugar o con el proponente siguiente, según el orden de elegibilidad y siempre que cumpla con las condiciones de los términos de referencia.

(Decreto 1359 de 1996, art. 16°)

Artículo 2.2.2.4.17. ***Perfeccionamiento y ejecución***. El contrato se entenderá perfeccionado con la firma del Ministro de Minas y Energía en nombre de la Nación y del concesionario y podrá comenzar su ejecución una vez se hayan pagado los derechos de publicación en el Diario Oficial, el impuesto de timbre y se encuentren aprobadas las garantías del contrato por parte del Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 1359 de 1996, art. 17°)

Artículo 2.2.2.4.18. ***Garantías***. El Ministerio de Minas y Energía determinará lo relativo a las garantías del contrato en los términos de referencia.
(Decreto 1359 de 1996, art. 18°)

Artículo 2.2.2.4.19. ***Duración del contrato***. El término del contrato para prestar el servicio con exclusividad será el que se determine en cada caso particular en los términos de referencia y en el contrato, de conformidad con la ley.

(Decreto 1359 de 1996, art. 19°)

Artículo 2.2.2.4.20. ***Iniciación de la prestación del servicio***. El contrato señalará la fecha de iniciación de la prestación del servicio. El Ministerio de Minas Energía y el concesionario podrán modificar la fecha de iniciación cuando se presenten hechos o circunstancias que impidan iniciar la prestación del servicio en la fecha prevista.

(Decreto 1359 de 1996, art. 20°)

Artículo 2.2.2.4.21. ***Expiración de la exclusividad***. Al expirar el término de exclusividad por la finalización del plazo contractual, el contratista podrá seguir prestando el servicio público de distribución domiciliaria de gas combustible sin exclusividad o podrá disponer de la infraestructura montada para el efecto.

(Decreto 1359 de 1996, art. 21°)

Artículo 2.2.2.4.22. ***Vigilancia y control del contrato***. El Ministerio de Minas y Energía ejercerá la vigilancia y el control del desarrollo del contrato, sin perjuicio de las atribuciones conferidas por la ley a otras autoridades sobre el concesionario.

(Decreto 1359 de 1996, art. 22°)

Artículo 2.2.2.4.23. ***Regulaciones proferidas en el proceso de selección del contratista***. Cuando en el curso del proceso de selección de contratista y antes del vencimiento del plazo para presentar ofertas el Congreso, el Gobierno o la Comisión de Regulación de Energía y Gas profieran regulaciones que modifiquen o alteren las condiciones para contratar, el Ministerio de Minas y Energía, ajustará los términos de referencia, y si fuere del caso concederá a los proponentes un término prudencial adicional para presentar propuestas.
Si el anterior evento ocurre después de presentadas las propuestas, el Ministerio de Minas y Energía podrá declarar desierta la invitación.

(Decreto 1359 de 1996, art. 23°)

Artículo 2.2.2.4.24. ***Demanda en las áreas de servicio exclusivo.*** Para mantener el equilibrio económico contractual, los contratos de distribución en las áreas de servicio exclusivo podrán incluir acuerdos sobre demanda en volumen de gas. Los acuerdos no excederán el estimativo del consumo de los usuarios residenciales del área sobre los cuales se pacte la expansión del servicio y su vigencia estará condicionada al cumplimiento de lo pactado en el contrato en materia de expansión, precios y prestación del servicio.

(Decreto 1359 de 1996, art. 24°)

CAPITULO 5.
FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO DE GAS NATURAL.

Artículo 2.2.2.5.1. ***Naturaleza del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural.*** El Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural creado por el artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por las Leyes 887 de 2004, 1151 de 2007 y la Ley 1450 de 2011., es un fondo especial, sin personería jurídica, administrado y manejado por el Ministerio de Minas y Energía, el cual para efectos de dicha administración hace parte del Presupuesto de Ingresos y Gastos de la Nación - Ministerio de Minas y Energía con destinación específica de acuerdo con la ley, sujeto a las normas vigentes aplicables

(Decreto 3531 de 2004, art. 2°; modificado por el Decreto 1718 de 2008, art 2°)

Artículo 2.2.2.5.2. ***Recursos que conforman el Fondo Especial Cuota de Fomento.*** Ingresarán al Fondo los siguientes recursos:

a) El valor de la Cuota de Fomento, la cual es del 3.0% sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado.

b) Los rendimientos que se originen en razón de las operaciones financieras que se realicen con los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento; así como los excedentes financieros que resulten al cierre de cada ejercicio contable;

c) Los intereses de mora que se generen por incumplimiento en el pago o giro de la Cuota de Fomento;

d) Los recursos provenientes de la remuneración vía tarifaria de la proporción de la inversión realizada con recursos de cofinanciación del Fondo respecto de los usuarios no subsidiables, derivados del cumplimiento de las obligaciones emanadas de los contratos suscritos para la cofinanciación de proyectos antes de la modificación del Numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 en virtud de la expedición de la Ley 1151 de 2007.

(Decreto 3531 de 2004 art 3°; literales a) y d) modificados por el Decreto 1718 de 2008, art. 3°)

Artículo 2.2.2.5.3. ***Naturaleza de los Recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento*****.** Los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento son públicos, por lo tanto, quienes estén a cargo de su administración y/o recaudo serán patrimonialmente responsables por los mismos.

(Decreto 3531 de 2004 art. 4°)

Artículo 2.2.2.5.4. ***Recaudo de la Cuota de Fomento*****.** Las empresas prestadoras del servicio público de transporte de gas natural por red recaudarán la Cuota de Fomento pagada por los Remitentes y la consignarán mensualmente al Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, dentro de los 5 primeros días del mes siguiente a aquél en que se efectúe el recaudo, en la cuenta bancaria indicada para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1°. Los recursos recaudados por las empresas prestadoras del servicio público de transporte de gas natural por red por concepto de la Cuota de Fomento serán registrados en cuentas separadas y no harán parte de sus Balances Contables.

Parágrafo 2°. Si realizada la debida gestión de facturación y cobro de la Cuota de Fomento existieran sumas pendientes de recaudo, las empresas transportadoras de gas deberán reportar al Administrador del Fondo dicha información en forma detallada, indicando el Remitente y el valor pendiente de pago, sin perjuicio de su obligación de recaudo.

(Decreto 3531 de 2004, art. 5°; modificado por el Decreto 1718 de 2008, artículo 4°)

Artículo 2.2.2.5.5. ***Presentación de Informes de Recaudo*****.** Es deber de los recaudadores informar mensualmente al Administrador del Fondo Especial Cuota de Fomento acerca de los recaudos efectuados.

(Decreto 3531 de 2004, art. 6°)

Artículo 2.2.2.5.6. ***Administración del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural*****.** El Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural será administrado por el Ministerio de Minas y Energía en el Presupuesto de Ingresos y Gastos del Ministerio, con plena observancia de lo previsto en este Decreto y en el numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 o las normas que lo modifiquen, sustituyan o adicionen, teniendo en cuenta su destinación específica.

Parágrafo 1°. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía definir el reglamento interno para la aprobación, ejecución y giro de los recursos del Fondo.

Parágrafo 2°. La inversión temporal de los recursos y rendimientos provenientes del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural estará a cargo de la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para tales efectos, los recursos del Fondo deberán ser girados por el Ministerio de Minas y Energía a la cuenta que determine la mencionada dirección.

Los recursos y rendimientos provenientes del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural serán manejados por la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público en cuentas independientes de los demás recursos que administre la Dirección, teniendo en cuenta la normatividad aplicable para la inversión de dichos recursos.

Parágrafo 3°. De conformidad con lo establecido en la Ley 887 de 2004 y en la Ley 1151 de 2007, el Ministerio de Minas y Energía recibirá como contraprestación por la administración del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural un dos por ciento (2%) calculado sobre el recaudo de la cuota de fomento del año inmediatamente anterior, el cual se destinará a cubrir los gastos que genere la administración de dicho Fondo.

(Decreto 3531 de 2004, art. 7°; modificado por el Decreto 1718 de 2008, art. 5°)

Artículo 2.2.2.5.7. *Formulación de los proyectos*. Las solicitudes de cofinanciación de proyectos de infraestructura deberán ser presentadas por el Solicitante a la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, la cual verificará el cumplimiento de lo establecido en el artículo 2.2.2.5.12. de este Decreto.

Parágrafo 1°. En la formulación de los proyectos de infraestructura que se presenten a consideración de la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, el solicitante deberá tener en cuenta la metodología de presentación de proyectos definida por el Departamento Nacional de Planeación.

Parágrafo 2°. Cuando el Solicitante sea un Grupo de Usuarios de Menores Ingresos, la solicitud deberá presentarse por intermedio de la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural por redes que, en caso de realizarse el proyecto, le prestaría el servicio

Parágrafo 3°. No se cofinanciarán con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural:

a) Estudios de Preinversión, salvo aquellos de que trata el Parágrafo 2° del artículo 2.2.2.5.14. de este Decreto;

b) Proyectos de infraestructura para Compresión de Gas Natural, Vehículos ni Cilindros para transporte de Gas Natural Comprimido - GNC;

c) Las ampliaciones de Sistemas de Distribución de Gas Natural existentes y efectivamente en servicio;

d) Nuevos Sistemas de Distribución en poblaciones para las cuales exista la intención de prestación del servicio por parte de una Empresa de Servicios Públicos, manifiesta en una solicitud tarifaria para Distribución de Gas Natural formulada ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG;

e) Nuevos Sistemas de Distribución en poblaciones que se encuentren incluidas en un Mercado Relevante de Distribución de Gas Natural con tarifas aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y que

se encuentren incluidas dentro del plan de expansión de una empresa prestadora del servicio;

f) Proyectos que se encuentren en un Área de Servicio Exclusivo de Gas Natural, excepción hecha de las solicitudes para Conexiones de Usuarios de Menores Ingresos;

g) Pagos de tierras, ni bienes inmuebles, ni de servidumbres, ni ningún otro bien que pueda generar responsabilidades fiscales o de otra índole

(Decreto 3531 de 2004, art. 8°; parágrafo 3° modificado por el Decreto 1718 de 2008, art. 6°)

Artículo 2.2.2.5.8. ***Evaluación de los Proyectos***. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, evaluará los proyectos de infraestructura sometidos a su consideración y emitirá concepto debidamente motivado sobre la elegibilidad de los mismos, teniendo en cuenta lo establecido en este Decreto.

(Decreto 3531 de 2004, art. 9°)

Artículo 2.2.2.5.9. ***Priorización de Proyectos Elegibles***. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, establecerá el orden de prioridad de los proyectos elegibles para que estos puedan acceder a la cofinanciación con recursos provenientes del Fondo Especial Cuota de Fomento, con base en lo establecido en el artículo 2.2.2.5.13. del presente Decreto.

Parágrafo. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, realizará trimestralmente la priorización de proyectos elegibles y los presentará al Ministerio de Minas y Energía para su visto bueno.

(Decreto 3531 de 2004, art 10°)

Artículo 2.2.2.5.10. ***Obligaciones del Evaluador***. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, deberá:

a) Adoptar todas las medidas y procedimientos necesarios para que los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento se asignen para los fines y en los términos legalmente previstos;

b) Establecer y adoptar todos los procedimientos y metodologías necesarios para el cabal cumplimiento de sus obligaciones;

c) Evaluar y rendir al Administrador del Fondo concepto debidamente motivado sobre los proyectos sometidos a su evaluación;

d) Recomendar el orden de prioridad de los proyectos elegibles de acuerdo con el artículo 2.2.2.5.13 del presente Decreto;

e) Enviar debidamente motivados al Ministerio de Minas y Energía, para su visto bueno, los proyectos priorizados que se someterán a la aprobación del Administrador del Fondo.

(Decreto 3531 de 2004, art. 11°)

Artículo 2.2.2.5.11. ***Aprobación de la Cofinanciación de Proyectos.*** El Administrador del Fondo Especial Cuota de Fomento, con base en el orden de prioridad de los proyectos elegibles establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, aprobará las solicitudes de cofinanciación con sujeción a los parámetros establecidos en el artículo 2.2.2.5.14. del presente Decreto y ordenará el giro de los recursos.

(Decreto 3531 de 2004, art 12°)

Artículo 2.2.2.5.12. ***Requisitos de Elegibilidad de Proyectos de Infraestructura.*** Para ser elegibles, los proyectos de infraestructura deben cumplir con los siguientes requisitos:

a) Ser presentado por el Solicitante a la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, de acuerdo con la metodología definida por el Departamento Nacional de Planeación para la presentación de proyectos;

b) Contar con Estudios de Preinversión que soporten su viabilidad técnica y económica;

c) Cuando el Solicitante sea una Entidad Territorial, el proyecto de infraestructura debe contar con Estudios de Preinversión realizados directamente por la Entidad Territorial o por la Empresa de Servicios Públicos que avale el proyecto y se comprometa por escrito a prestar el servicio de transporte o de distribución de gas, según sea el caso;

d) Cuando se trate de Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos el aval debe corresponder al de la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural por redes que le prestaría el servicio en caso de realizarse el proyecto;

e) Contar con un esquema cierto y definido de financiación total del mismo, identificando debidamente todas las fuentes de recursos;

f) El valor de la solicitud de cofinanciación no deberá exceder de 25.000 salarios mínimos legales mensuales vigentes, monto máximo a cofinanciar por el Fondo para cualquier proyecto de infraestructura; ni superar el 70% del valor total del proyecto a cofinanciar;

g) Contar con un esquema de interventoría para la correcta ejecución del proyecto.

Parágrafo 1°. El proyecto no será elegible a pesar de cumplir con los requisitos establecidos en este artículo si, en el proceso de evaluación, la UPME determina que el costo de prestación del servicio de distribución de gas natural por red al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG, en cada municipio en donde no se haya iniciado la prestación del servicio, es igual o superior al costo de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG. Para efectos de comparación, en ambos casos, el costo de prestación del servicio se estimará en su equivalente de unidades de energía.

Parágrafo 2°. El monto máximo que se cofinanciará para cada conexión de usuarios residenciales de estratos 1 y 2 corresponderá, respectivamente, al 30 y 20% del Cargo por Conexión establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

(Decreto 3531 de 2004, art. 13°)

Artículo 2.2.2.5.13. ***Orden de Prioridad de los Proyectos de Infraestructura Elegibles***. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, establecerá un orden de prioridad de los proyectos de infraestructura elegibles, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) Ubicación del proyecto dentro del área de influencia del gasoducto troncal;

b) Número de usuarios directamente beneficiados con el proyecto;

c) Mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) definido por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, para la entidad territorial o para la población objeto del proyecto. En este último caso, el Solicitante deberá adjuntar, a su costo, la certificación de dicho índice;

d) Cofinanciación, distinta de la que se solicita al Fondo, respecto del valor total del proyecto de infraestructura;

e) Demanda de gas natural esperada por el proyecto.

Parágrafo. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, definirá y adoptará la metodología de cálculo de un indicador de prioridad que involucre los criterios definidos en este artículo.

(Decreto 3531 de 2004, art. 14°)

Artículo 2.2.2.5.14. ***Parámetros para la Aprobación de Cofinanciación de Proyectos Elegibles.*** Una vez le sea presentado el orden de prioridad de proyectos elegibles por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, el Administrador del Fondo aprobará las solicitudes de cofinanciación, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

a) Disponibilidad de recursos en la fecha de aprobación;

b) Se asignarán los recursos disponibles con base en el orden de priorización, a un proyecto a la vez por cada departamento de la división política del país, sin considerar el monto solicitado y siguiendo el orden de prioridad de los proyectos hasta agotar esta disponibilidad.

Parágrafo 1°. Aquellos proyectos a los que no se les apruebe la cofinanciación por falta de disponibilidad de recursos serán tenidos en cuenta por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- para los siguientes procesos de priorización.

Parágrafo 2°. Cuando la cofinanciación de un proyecto de infraestructura sea aprobada con base en un estudio de preinversión pagado directamente por una Entidad Territorial, se reembolsará con cargo a los recursos del Fondo hasta el 50% del valor del mismo, sin que en ningún caso la suma a reembolsar supere el equivalente a 60 salarios mínimos legales mensuales vigentes.

(Decreto 3531 de 2004, art. 15°, modificado por el Decreto 1718 de 2008, art. 7°)

Artículo 2.2.2.5.15. ***Obligaciones de los Solicitantes***. Los Solicitantes tendrán las siguientes obligaciones:

1. Son responsables de la ejecución, supervisión y control de la utilización de los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento aprobados para la cofinanciación de los proyectos de infraestructura.

2. Los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento en ningún caso podrán destinarse a cubrir, directa o indirectamente, gastos ordinarios de funcionamiento de cualquier entidad vinculada al desarrollo del proyecto o a la interventoría del mismo.

3. Las empresas prestadoras del servicio de transporte o de distribución de gas natural por redes, según sea el caso, deberán reflejar en la facturación a sus usuarios el valor no cobrado en las tarifas por concepto de los aportes con recursos de cofinanciación del Fondo para efectos de lo previsto en el numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007.

4. Las empresas prestadoras del servicio de transporte o de distribución de gas natural por redes, según corresponda, deberán suministrar al Administrador del Fondo la información que este requiera para efectos de lo previsto en el Literal d) del artículo 2.2.2.5.2. de este Decreto.

Parágrafo 1°. Cuando el Solicitante sea un Grupo de Usuarios de Menores Ingresos, las obligaciones previstas en este artículo serán asumidas por la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural por redes que, en caso de realizarse el proyecto, le prestaría el servicio.

Parágrafo 2°. Cuando el Administrador del Fondo tenga conocimiento de algún incumplimiento de las obligaciones aquí previstas ordenará suspender los giros de recursos pendientes, si es el caso, y exigirá la restitución de los recursos girados con los rendimientos respectivos.

(Decreto 3531 de 2004, art. 16°; numerales 3 y 4 modificados por el Decreto 1718 de 2008, art. 8.)

Artículo 2.2.2.5.16. ***Aporte de los Recursos a la Prestación del Servicio Público***. Los recursos aprobados para cofinanciar los proyectos de infraestructura serán aportados a la Empresa de Servicios Públicos comprometida con el proyecto en los términos establecidos en el numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007 y, con sujeción a dicha norma, el aporte deberá figurar en el presupuesto de la Nación - Ministerio

de Minas y Energía - Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, si así lo establece el Estatuto Orgánico de Presupuesto

(Decreto 3531 de 2004, art. 17; modificado por el Decreto 1718 de 2008, art. 9°)

Artículo 2.2.2.5.17. ***Propiedad de la infraestructura.*** La propiedad de la infraestructura cofinanciada con recursos del Fondo estará en cabeza de la Nación - Ministerio de Minas y Energía en proporción directa al aporte de recursos de cofinanciación del Fondo, mientras no se efectúe la reposición de dicha infraestructura por parte de la empresa prestadora del servicio público de transporte o de distribución de gas natural por redes, según corresponda. No será objeto de remuneración vía tarifaria la proporción de la inversión realizada con recursos de cofinanciación del Fondo respecto de los usuarios, con sujeción a lo previsto en el numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007

(Decreto 3531 de 2004, art. 18°; modificado por el Decreto 1718 de 2008, art. 10°)

CAPÍTULO 6
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL.

Artículo 2.2.2.6.1. ***Incorporación de Usuarios.*** Una vez se determine que la actividad de Comercialización de Gas Natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores es competida, los Comercializadores Entrantes a los mercados de comercialización deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios residenciales de forma tal que, anualmente, se equilibren en un 90%, los subsidios a los usuarios de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 con las contribuciones de los Usuarios Regulados que serán atendidos por éstos. Lo anterior, sin perjuicio de lo establecido en la sección correspondiente a la "Liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.", del Título III del presente Decreto.

(Decreto 3429 de 2003, art. 4°)

Artículo 2.2.2.6.2. ***Vigilancia y Control.*** La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios vigilará y controlará el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo anterior.

(Decreto 3429 de 2003, art. 5°)

SECCIÓN 1°
COMERCIALIZACIÓN GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

SUBSECCIÓN 1.1
GENERALIDADES

Artículo 2.2.2.6.1.1.1.1. ***Objeto***. La presente sección tiene por objeto definir el esquema de vigilancia y control al que están sometidas las actividades relacionadas con el Gas Natural Comprimido para uso vehicular, GNCV.

(Decreto 1605 de 2002, art 1°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.1.2. ***Campo de Aplicación***. El presente Decreto se aplica a las actividades que a continuación se relacionan:

1 Montaje y operación de estaciones de servicio de GNCV o mixtas, caso en el cual el presente Decreto se aplica únicamente a las instalaciones relacionadas con el suministro de GNCV.

2 Montaje y operación de talleres para conversión de vehículos automotores a GNCV.

3 Instalación de componentes del sistema de combustible para vehículos que funcionan con GNCV.

4 Fabricación, importación y suministro de equipos completos para conversión a GNCV, o sus componentes.

5 Fabricación, importación y suministro de equipos para estaciones de servicio de GNCV, o sus componentes.

6 Fabricación e importación de vehículos impulsados con GNCV.

(Decreto 1605 de 2002, art. 2°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.1.3. ***Definiciones***. Se deberán tener en cuenta las definiciones establecidas en el presente Decreto así como en las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y aquellas que las adicionen o modifiquen y además las siguientes:

Acreditación: Será la definición contenida en la sección ¨Organización Del Subsistema De La Calidad¨ del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.
(Decreto 1471 de 2014; art. 7. Núm. 2°)

Autoridad Ambiental Competente: De acuerdo con la Ley 99 de 1993 y el Decreto Reglamentario Único del Sector Ambiente, son el Ministerio del Medio Ambiente, las Corporaciones Autónomas Regionales y, en los Distritos y Municipios con una población superior a un (1) millón de habitantes, los Alcaldes o dependencias de la Administración Distrital o Municipal dotadas de esa atribución.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Certificación. Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1471 de 2014, art. 7° numeral 13)

Certificado de conformidad. Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1472 de 2014, art. 7°, numeral 15)

Comercializador de Gas Natural. Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas natural;

(Decreto 802 de 2004, art. 1°)

Comercializador de GNCV. Persona natural o jurídica que suministra Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV, a través de estaciones de servicio. Para todos los efectos, en donde la reglamentación vigente se refiera a distribuidor de combustibles gaseosos a través de estaciones de servicio, deberá entenderse este como comercializador de GNCV;

(Decreto 802 de 2004, art. 1°)

Condiciones Comerciales Especiales. Son aquellas diseñadas para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV;

(Decreto 802 de 2004, art. 1°)

Estación de Servicio Mixta: Es la Estación de Servicio destinada a la distribución tanto de combustibles líquidos derivados del petróleo como de combustibles gaseosos.

(Decreto 1605 de 2002, art 3)

Evaluación de la conformidad: Será la definición contenida en la sección *"Organización Del Subsistema De La Calidad"* del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1471 de 2014, art. 7° numeral 32)

Expendedor: Persona natural o jurídica que suministra o provee bienes para los distintos agentes a los que se refiere el presente Decreto.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Fabricantes de vehículos para GNCV: Persona Natural o Jurídica que produce vehículos destinados a utilizar gas natural comprimido GNC como combustible de su motor, ya sea para uso dedicado, para uso dual o para uso biocombustible -combustible líquido y GNC-. Para todos los efectos, se reputan fabricantes los ensambladores.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Gas Natural Comprimido para uso vehicular (GNCV): Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia, para ser utilizados en vehículos automotores.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°, definición subrogada por el Decreto 802 de 2004, art. 1°)

Ministerio Competente: Es el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, para el montaje y operación de las Estaciones de Servicio que suministran Gas Natural Comprimido para uso vehicular; y, el Ministerio de Desarrollo Económico o quien haga sus veces, para las demás actividades referidas en el artículo 2.2.2.6.1.1.1.2 del presente Decreto.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Organismo de acreditación: Será la definición contenida en la sección "Organización Del Subsistema De La Calidad" del Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio, Industria y Turismo o aquella que la modifique sustituya o adicione.

(Decreto 1471 de 2014 art. 7°, numeral 74)

Organismo de Inspección Acreditado: De conformidad con los literales o) y p) del Decreto 2269 de 1993, es un organismo que ejecuta servicios de inspección a nombre de un Organismo de Certificación y que ha sido reconocido por el Organismo de Acreditación.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Productor de equipos completos de GNCV y partes para equipos completos de GNCV: Toda persona natural o jurídica que elabore, procese, transforme o utilice equipos y partes con el propósito de obtener equipos completos de GNCV para ser instalados en vehículos automotores por talleres de conversión. Los importadores se reputan productores respecto de los equipos completos de GNCV y sus partes que introduzcan al mercado nacional.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Productor de equipos y partes para la instalación de Estaciones de Servicio de GNCV: Toda persona natural o jurídica que elabore, procese, transforme o utilice bienes con el propósito de obtener equipos y partes para la instalación de estaciones de servicio de GNCV. Los importadores se reputan productores respecto de los equipos y partes que para tal fin introduzcan al mercado nacional.

Taller de Conversión de Vehículos a GNCV: Toda persona natural o jurídica que realiza la instalación y/o mantenimiento de equipos completos de GNCV y/o sus partes.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Sistema de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, STTMP: Conjunto de infraestructura, equipos, sistemas, señales, paraderos, vehículos, estaciones e infraestructura vial destinadas y utilizadas para la eficiente y continua prestación del servicio público de transporte de pasajeros en un área especifica

(Decreto 802 de 2004, art. 1°, Definición de Sistema de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros adicionada por el Decreto 1008 de 2006, art. 1°)

Usuario Final de Gas Natural Comprimido Vehicular. Persona que utiliza gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores.

(Decreto 802 de 2004, art. 1°)

Vehículo Automotor: Es todo vehículo provisto de un dispositivo mecánico de autopropulsión, utilizado normalmente para el transporte de personas o mercancías por vía terrestre y que no marche sobre rieles o conectado a un conductor eléctrico. Se consideran vehículos automotores los montacargas y vehículos similares en el sector transporte.

(Decreto 1605 de 2002 art. 3°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.1.4. ***Incentivos Comerciales para el Uso Del Gas Natural Comprimido Vehicular.*** Los productores, transportadores, distribuidores, comercializadores de gas natural y comercializadores de GNCV ofrecerán Condiciones Comerciales Especiales para beneficio de las personas que utilizan gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores, absteniéndose de ejecutar cualquier actuación que pueda conducir a discriminación indebida o a trato preferente en perjuicio de otros.

Los comercializadores de GNCV velarán porque los incentivos obtenidos de los diferentes agentes de la cadena de gas lleguen hasta los usuarios finales del servicio.

(Decreto 802 de 2004, art. 2°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.1.5. ***Incentivo tarifario en la regulación de la actividad de Distribución de gas natural por redes.*** En orden a impulsar la utilización del GNCV en los Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros se requiere la introducción de un incentivo tarifario en la regulación de la actividad de Distribución de gas natural por redes.

(Decreto 1008 de 2006 art. 2°)

SUBSECCIÓN 1.2-
REQUISITOS PARA INICIAR LA PRESENTACIÓN DEL SERVICIO.

Artículo 2.2.2.6.1.1.2.1. ***Autorizaciones y Licencias.*** Las estaciones de servicio y talleres de conversión interesados en iniciar operaciones deberán haber tramitado las correspondientes licencias ante las autoridades que a continuación se mencionan, so pena de las sanciones previstas en la subsección 6.1 de la presente Sección
•Autoridad Distrital, Municipal, o del Departamento Especial de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

• Curador Urbano.

• Autoridad Ambiental Competente.

(Decreto 1605 de 2002 art 4°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.2.2. ***Aviso a las diferentes autoridades.*** Los interesados en iniciar la operación de estaciones de servicio y/o talleres de conversión deberán informarlo previamente al Ministerio competente y a la Superintendencia de Industria y Comercio, mediante comunicación escrita en la que indique localización, dirección y fecha a partir de la cual entrará en operación, anexando copia simple de las pólizas de seguros establecidas en el numeral 2 del artículo siguiente, según corresponda.

(Decreto 1605 de 2002 art 5°)

SUBSECCIÓN 1.3.
OBLIGACIONES

Artículo 2.2.2.6.1.1.3.1. ***Obligaciones de las Estaciones de Servicio y los Talleres de Conversión***. En todo momento, desde que inician operaciones las estaciones de servicio y los talleres de conversión, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1 Mantener vigentes las licencias, permisos o autorizaciones expedidas por las Alcaldías, las Curadurías Urbanas y las Autoridades Ambientales Competentes.

2 Adquirir con posterioridad a la obtención de la totalidad de las licencias, en un término no superior a treinta (30) días y mantener vigentes dos Pólizas de Seguros, a saber:

(i) Responsabilidad Civil Extracontractual, RCE, para asegurar los perjuicios patrimoniales que cause a terceras personas en desarrollo de sus, actividades normales por daños a bienes, lesiones o muerte de personas, de acuerdo con las condiciones generales de la póliza y la ley colombiana; la

póliza deberá incluir una cláusula de restablecimiento automático del valor asegurado a cargo de la estación de servicio o el taller de conversión cuando quiera que, por ocurrencia de siniestros, el valor asegurado mínimo disminuya. Mientras el Ministerio competente señala las condiciones particulares de la póliza, se seguirán aplicando las previstas en la Resolución 8 0582 de 1996, modificada por la Resolución 18 1386 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía para las estaciones de servicio de GNCV y talleres de conversión.

(ii) Cumplimiento de Disposiciones Legales, en la que figure como beneficiario el Ministerio competente, para amparar el incumplimiento de las normas y reglamentaciones que deben observar en el ejercicio de su actividad, cuyo valor asegurado no podrá ser inferior al 5% del valor de la inversión, actualizado anualmente por el índice de precios al consumidor -IPC- para el año siguiente, de acuerdo a los cálculos del Banco de la República.

3 Obtener, y mantener los Certificados de Conformidad de que trata la siguiente subsección, expedidos por un Organismo de Certificación Acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos contemplados en la reglamentación vigente o aquella que la modifique.

(Decreto 1605 de 2002 art. 6°,)

SUBSECCIÓN 1.4.
REQUISITOS TÉCNICOS Y VERIFICACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Artículo 2.2.2.6.1.1.4.1. ***Expedición de Reglamentos Técnicos***. Los Ministerios competentes para reglamentar las diferentes actividades relacionadas con el gas natural comprimido para uso vehicular, expedirán los Reglamentos Técnicos respectivos y determinarán los requisitos obligatorios que deben cumplirse en cada una de ellas.

Parágrafo. Hasta tanto no se expidan los Reglamentos Técnicos pertinentes, seguirá vigente la Resolución (8 0582 de 1996 modificada por la Resolución 18 1386 de 2005) expedida por el Ministerio de Minas y Energía, en aquellas partes que no sean contrarias a las disposiciones contenidas en este Decreto.

(Decreto 1605 de 2002 art. 7°, parágrafo ha perdido vigencia)

Artículo 2.2.2.6.1.1.4.2. ***Procedimiento para verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos***. Los oferentes de servicios y productos de GNCV deberán asegurar el cumplimiento de los requisitos, procedimientos, pruebas y ensayos establecidos en los Reglamentos Técnicos y deberán obtener los Certificados de Conformidad a que haya lugar, debidamente expedidos por un Organismo de Certificación Acreditado, conforme a lo dispuesto en los Títulos IV y V de la Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio - Circular Externa 10 de 2001.

(Decreto 1605 de 2002 art. 8°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.4.3. ***Organismos de Certificación Acreditados***. Los Organismos de Certificación Acreditados expedirán los certificados de conformidad a que hace referencia el presente Decreto. En lo pertinente, se aplicarán a estos organismos las disposiciones contenidas en el Decreto 2269 de 1993, el Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio Industria y Turismo, en los Títulos IV y V de la Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio -Circular Externa 10 de 2001- y las normas que deroguen, modifiquen, aclaren, adicionen o reglamenten estas disposiciones.

(Decreto 1605 de 2002 art. 9°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.4.4. ***Organismos de Inspección***. Los Organismos de Inspección Acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio o quien haga sus veces ejecutarán los servicios de inspección a nombre del Organismo de Certificación Acreditado que los solicite, quien será el único responsable ante la Superintendencia de Industria y Comercio. En lo pertinente, se aplicarán a estos organismos las disposiciones contenidas en el Decreto 2269 de 1993, el Decreto Reglamentario Único del Sector Comercio Industria y Turismo, en el Título V de la Circular única de la Superintendencia de Industria y Comercio -Circular Externa 10 de 2001- y las normas que modifiquen, aclaren, adicionen o reglamenten estas disposiciones.

(Decreto 1605 de 2002 art. 10°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.4.5. ***Vigilancia y Control de los Reglamentos Técnicos***. Se asigna a la Superintendencia de Industria y Comercio el control del cumplimiento de los Reglamentos Técnicos para garantizar la seguridad y calidad en el ejercicio de las actividades relacionadas con el uso del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV.

(Decreto 1605 de 2002 Art. 11°)

SUBSECCIÓN 1.5.
REGLAS SOBRE LIBRE COMPETENCIA

Artículo 2.2.2.6.1.1.5.1. ***Funciones de la Superintendencia de Industria y Comercio***. La Superintendencia de Industria y Comercio vigilará a las empresas con el fin de investigar y sancionar, si fuere del caso, las prácticas que puedan constituir restricciones indebidas a la libre competencia en los términos del Decreto 2153 de 1992, en particular los artículos 46 a 52, y las normas que lo complementen, modifiquen o adicionen. De conformidad con lo dispuesto en dicho Decreto los productores, transportadores, distribuidores y comercializadores de gas natural se abstendrán de cualquier actuación que pueda conducir a discriminar indebidamente o dar trato preferente a algunos comercializadores de gas natural comprimido vehicular en perjuicio de otros.

(Decreto 1605 de 2002 art 12°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.5.2. ***Publicidad de los precios del GNCV***. Con el propósito de asegurar que los precios reflejen las condiciones de un mercado competitivo, las estaciones de servicio para suministro de gas natural comprimido vehicular divulgarán sus precios al público en aviso ubicado en un sitio claramente visible de la estación de servicio, sin perjuicio de las facultades atribuidas en esta materia a la Superintendencia de Industria y Comercio en el la Ley 1480 de 2011 y demás normas concordantes.

(Decreto 1605 de 2002 art 13°)

SUBSECCIÓN 1.6.
RÉGIMEN SANCIONATORIO

Artículo 2.2.2.6.1.1.6.1. ***Sanciones***. En el evento en que las estaciones de servicio y los talleres de conversión incumplan las obligaciones previstas en el artículo 2.2.2.6.1.1.3.1.del presente Decreto, les serán impuestas por las autoridades competentes para el efecto las sanciones previstas en los artículos subsiguientes.

(Decreto 1605 de 2002 art. 14°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.6.2. ***Sanciones Urbanísticas***. Las Autoridades Distritales o Municipales aplicarán las sanciones establecidas en la Ley 388 de 1997 y en las normas que la modifiquen, aclaren, adicionen o reglamenten, en lo que se refiere al incumplimiento de normas urbanísticas en cada Distrito o Municipio.

(Decreto 1605 de 2002 art. 15°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.6.3. ***Sanciones Ambientales***. Las Autoridades Ambientales aplicarán las sanciones establecidas en la Ley 99 de 1993 y en las normas que la modifiquen, aclaren, adicionen o reglamenten, en lo que se refiere al incumplimiento de normas de protección ambiental.

(Decreto 1605 de 2002 art. 16°)

Artículo 2.2.2.6.1.1.6.4. ***Sanciones por incumplimiento de los reglamentos técnicos***. El incumplimiento de las disposiciones contenidas en los Reglamentos Técnicos será sancionado por la Superintendencia de Industria y Comercio de conformidad con lo previsto la Ley 1480 de 2011 y demás normas concordantes.

(Decreto 1605 de 2002 art. 17°)

TITULO III
SECTOR DE ENERGÍA ELECTRICA

CAPITULO 1
GENERALIDADES

ARTÍCULO 2.2.3.1.1. ***Ámbito de Aplicación.*** Este Título aplica a las actividades propias del servicio público domiciliario de energía eléctrica, asi como a las actividades complementarias del mismo.

(Decreto 387 de 2007 art. 2)

ARTÍCULO 2.2.3.1.2. ***Definiciones.*** Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Titulo, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Actividad de Comercialización Minorista: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

(Decreto 387 de 2007 art. 1)

Áreas de Distribución (ADD). Conjunto de Redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.

(Decreto 1111 de 2008, art. 1°).

Áreas Especiales: Para efectos del presente Decreto, entiéndase por Áreas Especiales a las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales, respecto de los cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios del Fondo de Energía Social de que trata el articulo 103 de la Ley 1450 de 2011, de conformidad con las definiciones que se establecen para cada una de ellas en el presente acto.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°).

Área Rural de Menor Desarrollo: Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.

Corresponde al Alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo. Las áreas rurales que pertenezcan a municipios que no se

encuentran clasificados en la metodología de las Necesidades Básicas Insatisfechas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, se considerarán Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°).

Barrio Subnormal: Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red ; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio y, iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Barrios normalizados: Entiéndase como tales, aquellos que han sido objeto de inversión con recursos PRONE y que como resultado de la misma, han superado las condiciones que los catalogaban como Zona Subnormal Urbana o Barrio Subnormal.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Base de inversiones. Es el conjunto de Unidades Constructivas que un Operador de Red requiere para prestar el servicio con una cobertura y calidad determinadas.
(Decreto 388 de 2007, art. 1°)

Cargos por uso regionales. Son los Cargos por Uso que define la CREG para cada ADD.

(Decreto 388 de 2007, art. 1°)

Cogeneración: Es el proceso mediante el cual a partir de una misma fuente energética se produce en forma combinada energía térmica y eléctrica, en procesos productivos industriales y/o comerciales para el consumo propio o de terceros y cuyos excedentes pueden ser vendidos o entregados en la red.

(Decreto 3683 de 2003, art. 2°)

Cogenerador: Es la persona natural o jurídica que produce y aprovecha la energía térmica y la eléctrica resultante del proceso de cogeneración, quien puede además vender sus excedentes energéticos o comprarlos en caso de faltantes, y que puede o no ser el p propietario del sistema de cogeneración.

(Decreto 3683 de 2003, art. 2°)

Comercializador Minorista: Generador-Comercializador, Distribuidor-Comercializador o Comercializador que desarrolla la Actividad de Comercialización Minorista.

(Decreto 387 de 200, art. 1°)

Comercialización de Energía Eléctrica: Es la actividad de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales o a otros agentes del mismo mercado.

(Decreto 1590 de 2004, art. 1°)

Comercializador de Energía Eléctrica: Es la empresa de servicios públicos que desarrolla la actividad de comercialización de energía eléctrica.

(Decreto 1590 de 2004, art. 1°)

Comercializador incumbente: Es el comercializador que atiende el mayor número de usuarios subsidiados en un mercado de comercialización, según definiciones de Mercado de Comercialización para el servicio público de electricidad, Mercado de Comercialización para el servicio público de gas combustible distribuido por red física y Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas del presente decreto. El comercializador incumbente por mercado de comercialización, será definido por el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta el número de usuarios reportados por los comercializadores en sus conciliaciones, para ser aplicado con vigencia semestral.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°. adicionado por el art.1, decreto nacional 201 de 2004)

Parágrafo. Se aclara que las definiciones de mercado de comercialización consignadas en las definiciones de Mercado de Comercialización para el servicio público de electricidad, Mercado de Comercialización para el servicio público de gas combustible distribuido por red física y Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas del presente decreto, se aplican solo para efectos de subsidios y contribuciones y no para efectos regulatorios.

(Decreto nacional 201 de 2004, art.1)

Conexión y acceso a redes. Es el derecho que tiene todo usuario o empresa del sector a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la ley.

(Decreto 388 de 2007, art. 1°)
Consejo Nacional: Se entenderá el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías eléctrica, mecánica y profesiones afines.

(Decreto 1873 de 1996, art. 1°)

Consejos seccionales: Se entenderán los consejos profesionales seccionales de ingenierías eléctrica, mecánica y profesiones afines.

(Decreto 1873 de 1996, art. 1°)

Consumo básico o de subsistencia. Es aquel que se destina a satisfacer las necesidades básicas de los usuarios de menores ingresos. Para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, el consumo de subsistencia será el que de acuerdo con la ley establezca el Ministerio de Minas y Energía, por intermedio de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Contribución de Solidaridad. Es un recurso público nacional, su valor resulta de aplicar el factor de contribución que determina la ley y la regulación, a los usuarios pertenecientes a los estratos 5 y 6 y a los industriales y comerciales, sobre el valor del servicio.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Costo Base de Comercialización: Componente de la Fórmula Tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización.

(Decreto 387 de 2007 art. 1°)

Costos medios del operador de red. Son los costos unitarios de inversión, administración, operación y mantenimiento aprobados por la CREG para cada operador de red conforme a la metodología que ésta defina.

(Decreto 388 de 2007, art. 1°)

Estudios de Inversión. Son el conjunto de análisis y estudios necesarios para evaluar desde el punto de vista técnico y económico, la viabilidad de emprender un proyecto de construcción de la nueva infraestructura en las zonas rurales que se pueden conectar al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

(Decreto 1122 de 2008, art. 2°)

Fondo de Energía Social -FOES: Es el sistema especial de cuentas a que hace referencia el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, financiado con recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión producto de las exportaciones de energía eléctrica y del Presupuesto General de la Nación, cuyo objeto consiste en cubrir un valor variable de hasta cuarenta y seis pesos ($46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales, que se asigna de acuerdo a la disponibilidad de recursos y que se considera inversión social en los términos de la Constitución Política y normas orgánicas de

presupuesto, el cual es administrado por el Ministerio de Minas y Energía. Bajo ninguna circunstancia, constituirá un pasivo a cargo de la Nación y a favor de las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, los valores que por concepto de FOES no hayan alcanzado a cubrir la suma de cuarenta y seis pesos ($46) por kilovatio hora, desde la fecha de creación de este sistema, toda vez que esta cifra máxima de cuarenta y seis pesos ($46) por kilovatio hora, constituye un límite máximo dependiendo de la disponibilidad de recursos.

(Decreto 111 de 2012, art. 2º)

Fuentes no convencionales de energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se considera (FNCE) la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME.

(Ley 1715 de 2014, art. 5º)
Margen de Comercialización: Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

(Decreto 387 de 2007 art. 1)

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

(Decreto 387 de 2007 art. 1º)

Mercado de Comercialización para el servicio público de electricidad. Es el conjunto de usuarios finales conectados directamente al sistema de un mismo operador de red, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas le ha aprobado cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local. Esta definición aplica solo para efectos de subsidios y contribuciones y no para efectos regulatorios

(Decreto 847 de 2001, art. 1º; adicionado por el parágrafo del art. 1 del Decreto 201 de 2004)
Mercado de Comercialización para el servicio público de gas combustible distribuido por red física. Es el conjunto de usuarios finales conectados directamente a una misma red de distribución, para la cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo. Esta definición aplica solo para efectos de subsidios y contribuciones y no para efectos regulatorios

(Decreto 847 de 2001, art. 1º; adicionado por el parágrafo del art. 1 del Decreto 201 de 2004)

Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas. Es el conjunto de usuarios finales conectados directamente a un mismo sistema eléctrico que no

hace parte del Sistema Interconectado Nacional. Esta definición aplica solo para efectos de subsidios y contribuciones y no para efectos regulatorios

(Decreto 847 de 2001, art. 1°, adicionado por el parágrafo del art. 1 del Decreto 201 de 2004)

Período de Continuidad: Es aquel periodo de tiempo acordado entre la Empresa de Servicio Público y el Suscriptor Comunitario, en el cual se prestará el servicio público de energía eléctrica de forma horaria en un solo día, o diaria en una semana, o cualquier combinación. En todo caso el Período de Continuidad estará en función del pago que efectivamente realice el Suscriptor Comunitario.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Profesiones afines: Se consideran como ramas o profesiones afines de las ingenierías eléctrica y mecánica las siguientes profesiones: ingeniería nuclear, ingeniería metalúrgica, ingeniería de telecomunicaciones, ingeniería aeronáutica, ingeniería electrónica, ingeniería electromecánica, ingeniería naval.

(Decreto 1873 de 1996, art. 1°)

Operador de Red de Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL) - (OR). Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR y/o SDL aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

(Decreto 1122 de 2008, art. 2°; concordante con el art. 1° del Decreto 847 de 2001)

Rentas de Congestión: Rentas económicas que se originan como efecto de la congestión de un Enlace Internacional, son efecto de las diferencias de precios que se tienen en los Nodos Frontera congestionados.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Servicio de Alumbrado Público. Es el servicio público no domiciliario que se presta con el objeto de proporcionar exclusivamente la iluminación de los bienes de uso público y demás espacios de libre circulación con tránsito vehicular o peatonal, dentro del perímetro urbano y rural de un municipio o Distrito. El servicio de alumbrado público comprende las actividades de suministro de energía al sistema de alumbrado público, la administración, la operación, el mantenimiento, la modernización, la reposición y la expansión del sistema de alumbrado público.

Parágrafo. La iluminación de las zonas comunes en las unidades inmobiliarias cerradas o en los edificios o conjuntos residenciales, comerciales o mixtos, sometidos al régimen de propiedad respectivo, no hace parte del servicio de alumbrado público y estará a cargo de la copropiedad o propiedad horizontal. También se excluyen del servicio de alumbrado público la iluminación de carreteras que no estén a cargo del municipio o Distrito.

(Decreto 2424 de 2006, art. 2°)

Servicios energéticos: Es una gama de servicios técnicos y comerciales que buscan optimizar y/o reducir el consumo de toda forma de energía por parte de los usuarios finales. Para el caso del servicio público de energía eléctrica y gas es un servicio inherente.

(Decreto 3683 de 2003, art. 2°)

Sistema de Alumbrado Público. Comprende el conjunto de luminarias, redes, transformadores de uso exclusivo y en general, todos los equipos necesarios para la prestación del servicio de alumbrado público, que no formen parte del sistema de distribución.

(Decreto 2424 de 2006, art. 3°)

Sistema Único de Información -SUI: Es el sistema de información a que hace referencia el artículo 14 de la Ley 689 de 2001 y que es administrado, mantenido y operado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Subsidio. Es la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe, y se refleja como el descuento en el valor de la factura a los usuarios de menores ingresos.
(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Suscriptor Comunitario: Es el grupo de usuarios ubicados en un Área Especial de Prestación del Servicio, representados por:

i) Un miembro de la comunidad o una persona jurídica que es elegida o designada por ella misma y ha obtenido el reconocimiento del Alcalde Municipal o Distrital, según sea el caso, pudiendo ser reemplazado sólo por aquel que lo eligió.

ii) La junta o juntas de acción comunal de la respectiva Área Especial, en los términos de la Ley 743 de 2002, reglamentada por el Decreto 2350 de 2003 y que ha suscrito un acuerdo en las condiciones del artículo 15 del presente Decreto.

(Decreto 111 de 2012, art. 2°)

Universalización del servicio. Objetivo consistente en ampliar la cobertura del servicio eléctrico a toda la población, así como, garantizar el sostenimiento de dicho servicio a la población ya cubierta por el mismo, teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos

(Decreto 388 de 2007, art. 1°)

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

(Decreto 1122 de 2008, art. 2°)

Usuarios de menores ingresos. Son las personas naturales que se benefician de un servicio público y que pertenecen a los estratos 1 y 2; la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá las condiciones para que los usuarios del estrato 3, de las zonas urbanas y rurales sean considerados como usuarios de menores ingresos. Para ser beneficiario del subsidio es requisito que al usuario se le facture el respectivo servicio público de energía o gas combustible distribuido por red física.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Ventas de los Comercializadores Minoristas: Corresponde a la energía eléctrica facturada por los Comercializadores Minoristas a los usuarios finales que sirven en un Mercado de Comercialización.

(Decreto 387 de 2007 art. 1°)

Valor del Servicio. Es el resultante de aplicar las tarifas de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física, según la fórmula tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, a las cantidades de electricidad o gas consumidas por el usuario durante un período de tiempo. Este valor incluye el cargo fijo, si hay lugar a ello en la estructura tarifaria.

Para los usuarios de que trata el artículo 89.5 de la Ley 142 de 1994, el valor del servicio será igual al costo económico de suministro en puerta de ciudad.

(Decreto 847 de 2001, art. 1°)

Zonas de Difícil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, susceptible de ser aislado eléctricamente por el mismo circuito alimentador de Nivel II, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:

(i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o *(ii)* Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona.

Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa.
Para el registro y certificación de nuevas Áreas de Difícil Gestión el conjunto de usuarios deberá corresponder como máximo a la delimitación geográfica de un barrio.

Para acreditar lo anterior, la empresa deberá presentar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, certificación suscrita por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados o por su Representante Legal, de conformidad con lo

dispuesto en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que la modifiquen y/o adicionen. Dicha certificación, debe ir acompañada con la memoria de cálculo respectiva para cada una de las Áreas reportadas al Sistema Único de Información (SUI).

(Decreto 111 de 2012, art. 2º; modificado por el artículo 1º del decreto 1144 de 2013)

Zonas Rurales Interconectadas. Se considerará como la zona rural donde se podrá construir la nueva infraestructura eléctrica que permitirá ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía, mediante la extensión de redes provenientes del Sistema Interconectado Nacional, SIN. La zona rural como tal, deberá ser certificada por escrito por el Representante Legal del ente territorial, conforme a los términos establecidos en las Leyes 388 de 1997, 732 de 2002 y las normas que la modifiquen o sustituyan.

(Decreto 1122 de 2008, art. 2º)

Zona Territorial. Corresponde a la zona del Mercado de Comercialización atendido por la empresa prestadora del servicio público de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física.

(Decreto 847 de 2001, art. 1º)

CAPÍTULO 2
ACTIVIDADES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

SECCIÓN 1
GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.

ARTÍCULO 2.2.3.2.1.1. Funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. La Comisión de Regulación de Energía y Gas ejercerá las funciones que señala el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, en los términos previstos en dicha Ley y demás disposiciones concordantes.

(Decreto 1524 de 1994, art. 2)

ARTÍCULO 2.2.3.2.1.2. ***Delegación de funciones*** Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, delegase en la Comisión de Regulación de Energía y Gas las funciones presidenciales a las que se refiere el artículo 68, y las disposiciones concordantes de la Ley 142 de 1994, "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones", para que las ejerza en la forma prevista en esta Ley, en relación con los servicios públicos respectivos.

(Decreto 2253 de 1994, art. 1)

ARTÍCULO 2.2.3.2.1.3. ***Eximente de Responsabilidad.*** La delegación de funciones a que se refiere esta sección exime de responsabilidad al Presidente de la República, la cual corresponderá exclusivamente a las Comisiones delegatarias, cuyos actos o resoluciones podrá siempre reformar o revocar el Presidente, reasumiendo la responsabilidad consiguiente.

(Decreto 2253 de 1994, art.2°)

SECCION 2
POLÍTICAS Y DIRECTRICES RELACIONADAS CON EL ASEGURAMIENTO DE LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1. ***Conformación de Áreas de Distribución.*** El Ministerio de Minas y Energía conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día. Adicionalmente la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD.

La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

La CREG determinará los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes Operadores de Red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR en cada ADD. De igual manera, para la conformación de las ADD, la CREG podrá hacer uso de las disposiciones establecidas en el inciso 73.14 del artículo 73 de la Ley 142.

(Decreto 388 de 2007, art. 3 modificado por el Decreto 2492 de 2014, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.2. ***Políticas para la Remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).*** Para definir la base de las inversiones que será reconocida por el regulador a los Operadores de Red (OR), para efectos de la fijación de los cargos por uso, se incluirá la totalidad de la red que se encuentre en operación a la fecha que establezca la CREG. La CREG podrá excepcionalmente, reconocer activos por menor valor, si encuentra que no cumplen con criterios de eficiencia técnica. En estos casos, deberá exponer las razones para el reconocimiento del menor valor del activo. En todo caso la remuneración que apruebe la CREG deberá garantizar los requerimientos de reposición del activo, asegurando la continuidad en la prestación del servicio. Una vez se reconozca un activo en la base de inversiones, su inclusión se mantendrá en las revisiones tarifarías sucesivas, en tanto el activo continúe en servicio. En la definición de la base de las inversiones, la CREG tendrá en cuenta las disposiciones establecidas en el Artículo 2.2.3.2.2.3.6. del presente decreto. (*Modificado por el artículo 1 decreto 3451 de 2008).*

(Decreto 388 de 2007, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.3. ***Politicas para la Expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).*** Con el fin de propender por alcanzar la Universalización del Servicio, los Cargos por Uso Regionales y los Costos Medios de los Operadores de Red deberán considerar la Base de Inversiones de los Operadores de Red del ADD y los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento.

La CREG definirá la metodología de remuneración para aquellos proyectos de expansión cuyo costo sea inferior al costo medio vigente aprobado para el respectivo Sistema. Para los proyectos de expansión restantes se aplicará lo siguiente:

Para la expansión de los STR el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue podrá realizar convocatorias públicas, teniendo en cuenta los criterios económicos definidos por la CREG, para la construcción y/o operación del activo. En este caso la remuneración se determinará según el resultado de la convocatoria.

En caso de no utilizarse convocatorias y durante la vigencia del período tarifario, en el evento en que entren en operación Unidades Constructivas cuyo costo de inversión, administración, operación y/o mantenimiento por kWh resulte superior al Costo Medio vigente aprobado por la CREG para el OR a cuyas redes se conecte el proyecto, tanto los Cargos por Uso como los Costos Medios del Operador de Red serán actualizados a más tardar a partir de los tres meses inmediatamente siguientes a la entrada en operación del activo correspondiente, considerando la inversión y la demanda asociada al proyecto. Lo anterior siempre y cuando dichos activos cumplan con los criterios de eficiencia y de expansión definidos previamente por la CREG y la UPME, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Se deberá cumplir con los criterios de eficiencia referidos. Para la incorporación de proyectos en la Base de Inversiones, éstos deberán ser aprobados por la UPME, para lo cual, el OR al que se conectará el proyecto, deberá presentarlo ante esta entidad previamente a su ejecución.

b) Los proyectos de inversión en expansión de cobertura y cuya ejecución sea del interés del Gobierno Nacional y/o los entes territoriales, deberán ser presentados a través de los Operadores de Red ante la UPME para su evaluación y concepto.
c) Para los SOL, el Operador de Red al cual se conecta un proyecto, sujeto al cumplimiento de los criterios de eficiencia citados, será el encargado de operarlo. Si no existe interés por parte del OR en la construcción de dicho proyecto, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que éste designe, a través de convocatoria pública podrá adjudicar la construcción del mismo. *(Modificado por el artículo 2º del decreto 3451 de 2008).*

(Decreto 388 de 2007, art. 5)

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.4. Determinación de Áreas de Distribución. El Ministerio de Minas y Energía determinará las Áreas de Distribución, una vez la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG defina la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución incluyendo las fórmulas de cálculo de

los cargos únicos por niveles de tensión y fije el procedimiento de distribución de los ingresos provenientes del recaudo del cargo único de los OR que operan en dichas Áreas y determine para los operadores de Red los cargos por uso.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.5. ***Cambio de Conexión entre Niveles de Tensión y Conexión y Acceso a Redes***. Con el fin de no afectar las condiciones de Conexión y Acceso de todos los usuarios que hacen uso del Sistema de Transmisión Nacional, los Sistemas de Transmisión Regional y/o los Sistemas de Distribución Local, la CREG definirá las condiciones técnicas objetivas que deberán cumplirse para que el cambio de conexión de un usuario a un nivel de tensión superior, sea posible y recomendable.

(Decreto 388 de 2007, art. 6)

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.6. ***Tratamiento de los activos de distribución financiados a través de recursos públicos***. Los activos de distribución financiados con recursos provenientes del presupuesto nacional, territorial o municipal serán operados por el OR al cual se conectan. De ser necesario, la CREG definirá la remuneración adicional que requiere el OR para cubrir los gastos de administración, operación y mantenimiento de los respectivos activos. Estos proyectos deberán cumplir con lo establecido en el artículo 5° del presente decreto en lo relacionado con criterios de eficiencia y expansión.

El valor de la inversión asociada con los activos así financiados, hará parte de la Base de Inversiones del OR una vez termine su vida útil normativa, según definición de la CREG. Con este fin, la CREG exigirá la información a que haya lugar.

Parágrafo 1°. En los casos en que el OR realice reposición de Unidades Constructivas asociadas con estos activos, podrá solicitar la inclusión de dichas Unidades en la Base de Inversiones, de acuerdo con la regulación vigente. El tratamiento aplicable a los activos de nivel de tensión 1, será definido por la CREG.

Parágrafo 2°. En aquellos casos en los cuales los OR, previa la expedición de este decreto, hayan recibido recursos de los entes territoriales para financiar gastos de administración, operación y mantenimiento que vayan a ser remunerados según lo dispuesto en este artículo, deberán acordar con el ente territorial la devolución de dichos recursos.

(Decreto 388 de 2007, art. 7)

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.7. ***Barrios subnormales***. Los municipios son los responsables de la prestación directa del servicio público de energía eléctrica en los casos previstos en el artículo 6° de la Ley 142 de 1994. En consecuencia, previa solicitud de la alcaldía respectiva, los Operadores de Red deberán desarrollar los proyectos relacionados con la normalización del servicio en estos barrios, siempre que sea técnica, económica y financieramente factible.

Si la respectiva alcaldía municipal o distrital, no manifiesta en forma expresa su solicitud para que el OR proceda a normalizar las redes de un barrio subnormal, o habiéndolo hecho, no ejecuta las acciones necesarias para que la normalización

sea posible, la alcaldía municipal o distrital, será el prestador del servicio según lo dispone la ley.

(Decreto 388 de 2007, art. 8)

SECCION 3.
PROCEDIMIENTO PARA LA CONTRATACIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.1. ***Proceso de selección.*** Para efectuar la selección del contratista, el Ministerio de Minas y Energía dará aplicación al procedimiento establecido en el Capítulo 4. Distribución del Título de Gas Natural. Los demás aspectos para el establecimiento de cada área de servicio exclusivo de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 2220 de 2008, art. 1)

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.2. ***Asunción de competencias.*** Una vez el Ministerio de Minas y Energía obtenga el pronunciamiento favorable de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, asumirá las competencias a que aluden los artículos 5o y 7o de la Ley 142 de 1994 y 57 de la Ley 143 de 1994, para asignar la prestación de todas las actividades involucradas en el servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

(Decreto 2220 de 2008, art. 2)

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.3. ***Lineamientos tendientes a promover la gestión eficiente de la energía.*** La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la Reducción de costos de prestación del servicio.

De igual forma, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, deberá diseñar mecanismos en la fórmula tarifaria que permitan que al usuario final lleguen señales horarias.

Parágrafo: Las tarifas horarias y demás opciones tarifarias solo aplicarán a los usuarios que cuenten con el equipo de medida necesario para su implementación.

(Decreto 2492 de 2014, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.4. ***Planes de Expansión.*** En la elaboración del Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia y el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, deberá considerar criterios de respuesta de la demanda.

(Decreto 2492 de 2014, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.5. ***Participación en el Mercado Mayorista.*** La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.

La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá cumplir el criterio de eficiencia económica.

Parágrafo 1: La CREG adoptará dicho mecanismo en un plazo de doce (12) meses contados a partir del 3 de diciembre de 2014.

Parágrafo 2: La CREG establecerá las condiciones necesarias para que los usuarios participen en este esquema.

(Decreto 2492 de 2014, art. 3º)

SECCIÓN 4.
LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN.

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1. ***Simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala.-*** Al expedir la regulación para la entrega de excedentes de los autogeneradores, la CREG tendrá en cuenta que estos tengan las mismas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red. Esto incluye los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de Cargo por Confiabilidad, entre otros.

(Decreto 2469 de 2014, art. 1º)

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.2. ***Contrato de respaldo.-*** Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten. Los operadores de red o transportadores según sea el caso, diseñarán estos contratos, los cuales serán estándar y deberán estar publicados en las páginas web de la respectiva empresa.

La CREG dará los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establecerá la metodología para calcular los valores máximos permitidos en metodologías tarifarias para remunerar la actividad de distribución y transmisión.

(Decreto 2469 de 2014, art. 2º)

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.3. ***Límite mínimo de la autogeneración a gran escala.-*** La UPME establecerá, en un período de seis (6) meses, el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, el cual se podrá actualizar si las variables que se tuvieran en cuenta para su determinación cambian significativamente. Este tendrá en cuenta criterios técnicos y económicos y no

podrá ser superior al límite mínimo de potencia establecido por regulación para que una planta de generación pueda ser despachada centralmente.

Parágrafo Transitorio: Hasta tanto la UPME no determine este valor y se expida por el Ministerio de Minas y Energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala.

(Decreto 2469 de 2014, art. 3º)

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.4. ***Parámetros para ser considerado autogenerador.***- El autogenerador de energía eléctrica deberá cumplir cada uno de los siguientes parámetros:

1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución.

2. La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.

3. El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador.

4. Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.

(Decreto 2469 de 2014, art. 4º)

SECCIÓN 5
POLÍTICAS GENERALES EN RELACIÓN CON LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 2.2.3.2.5.1. ***Políticas para el desarrollo de la Actividad de Comercialización Minorista.*** Con el fin de asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, la CREG deberá adoptar normas que garanticen el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los agentes Comercializadores Minoristas que operan en el Sistema Interconectado Nacional.

En desarrollo de lo anterior, la CREG aplicará los siguientes criterios:

a- Se reconocerá el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados. Dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.

b- La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada Mercado de Comercialización.

c- El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el Mercado de Comercialización asociado a sus redes.

d- La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Mercado.

e- Todos los Comercializadores Minoristas que participen en un Mercado de Comercialización tendrán la obligación de suministrar la información pertinente sobre consumo y medición para el logro de los objetivos planteados en el presente artículo.

Parágrafo: Los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales b), c) y d) del presente artículo entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad de distribución que reemplace la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. ***Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales industriales y comerciales regulados.*** La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los Usuarios Regulados.

(Decreto 387 de 2007 art. 4)

ARTÍCULO 2.2.3.2.5.3. ***Compras de Energía para el Mercado Regulado.*** La CREG regulará el nuevo marco aplicable a las compras de electricidad con destino al Mercado Regulado con el objeto de que todos los usuarios obtengan los beneficios de la competencia en el Mercado Mayorista de Energía.

(Decreto 387 de 2007 art. 5)

SECCIÓN 6
DE LOS SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1. ***Giros.*** El Ministerio de Minas y Energía con cargo a los recursos disponibles apropiados para el pago de los subsidios a los servicios públicos de energía eléctrica y gas, podrá efectuar giros *y/o* pagos parciales con base en los valores históricos reportados por los prestadores del servicio y correspondientes al trimestre anterior en firme. Para estos efectos, los giros *y/o* pagos parciales en ningún caso podrán superar el ochenta (80%) del valor reportado en el trimestre anterior en firme. No obstante, el primer giro o pago que se realice en cada periodo podrá ser cómo máximo por una suma equivalente al cincuenta por ciento (50%) del valor reportado en el trimestre anterior en firme.

(Decreto 731 de 2014 Art. 1)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2. ***Procedimiento***. Para los efectos de lo establecido en el artículo anterior y en lo que fuere aplicable, los prestadores del servicio de energía eléctrica y gas darán cumplimiento a lo señalado en el artículo 2.2.3.2.6.1.4. del Título de Energía Eléctrica del presente Decreto.

(Decreto 731 de 2014 Art. 2)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.3. ***Tarifas.*** La Comisión de Regulación de Energía y Gas reconocerá, mediante los mecanismos que estime pertinentes, en las tarifas resultantes de los procesos de revisión tarifaria de que trata el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, los efectos económicos causados a partir de la fecha de la respectiva petición de revisión, siempre que sean derivados de las características especiales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica o de gas de cada región y que hayan sido reconocidas por la misma Comisión.

(Decreto 3860 de 2005 art. 1)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.4. ***Gradualidad de la Tarifa.*** Para evitar el inmediato y directo impacto en las tarifas, el efecto tarifario que resulte de la aplicación del artículo anterior se realizará en forma gradual, comenzando a partir del primer día calendario que corresponda al mes inmediatamente siguiente a aquel en que quede en firme la resolución que modifique las tarifas y hasta la fecha de vencimiento del período de vigencia de las fórmulas tarifarias o el momento que determine la propia Comisión.

(Decreto 3860 de 2005 art. 2)

SUBSECCIÓN 6.1
LIQUIDACIÓN, COBRO, RECAUDO Y MANEJO DE LAS CONTRIBUCIONES DE SOLIDARIDAD Y DE LOS SUBSIDIOS EN MATERIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE DISTRIBUIDO POR RED FÍSICA.

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,1. ***Naturaleza del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para los servicios de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.*** El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos de la Nación - Ministerio de Minas y Energía, de que trata el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 4° de la Ley 632 de 2000 es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos, sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Nacional, el Estatuto Orgánico del Presupuesto General de la Nación y las demás normas legales vigentes; cuenta en la cual se incorporarán en forma separada y claramente identificable para cada uno de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, los recursos provenientes de los excedentes de la contribución de solidaridad una vez se apliquen para el pago de la totalidad de los subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales.

(Decreto 847 de 2001, art. 2)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,2. ***Funciones del Ministerio de Minas y Energía en relación con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.*** Corresponde al Ministerio de Minas y Energía en relación con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, además de desarrollar las funciones establecidas en las leyes, las siguientes:

1. Presentar el anteproyecto de presupuesto relacionado con los montos de los recursos que se asignarán para el pago de subsidios con cargo al Presupuesto General de la Nación y con recursos del Fondo.
2. Determinar el monto de las contribuciones facturadas y los subsidios aplicados que se reconocerán trimestralmente a las empresas que los facturen, en el proceso de conciliación de subsidios y contribuciones de solidaridad.

3. Administrar y distribuir los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos y/o del Presupuesto Nacional, de conformidad con las leyes vigentes.

(Decreto 847 de 2001, art. 3)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,3. ***Contabilidad interna.*** Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán, en contabilidad separada, llevar las cuentas detalladas de los subsidios y las contribuciones de solidaridad facturadas y de las rentas recibidas por concepto de contribución o por transferencias de otras entidades para sufragar subsidios, así como de su aplicación.

Cuando una misma empresa de servicios públicos tenga por objeto la prestación de dos o más servicios públicos domiciliados, las cuentas de que trata el presente artículo deberán llevarse de manera independiente para cada u no de los servicios que presten y los recursos no podrán destinarse para otorgar subsidios a usuarios de un servicio público diferente de aquel del cual se percibió la respectiva contribución.

(Decreto 847 de 2001, art. 4)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,4. ***Procedimiento interno.*** Las entidades prestadoras de servicios públicos, efectuarán y enviarán trimestralmente al Ministerio de Minas y Energía, la conciliación de sus cuentas de subsidios y contribuciones de solidaridad, de conformidad con lo dispuesto en este artículo y la metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía. *(modificado por el art.2o, Decreto 201 de 2004).*

a) Liquidación, reportes y validación. Los comercializadores, autogeneradores y transportadores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, efectuarán liquidación trimestral de subsidios y contribuciones por mercado de comercialización, según definiciones de Mercado de Comercialización para el servicio público de electricidad, Mercado de Comercialización para el servicio público de gas combustible distribuido por red física y Mercado de Comercialización en las Zonas no Interconectadas del presente decreto, con corte al último día de cada trimestre calendario, teniendo en cuenta los subsidios otorgados, las contribuciones facturadas, los giros recibidos de los comercializadores no incumbentes, incluyendo los rendimientos o intereses de mora, las transferencias del Presupuesto de la Nación y/o Entidades Territoriales por pagos por menores tarifas y los giros del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

Los comercializadores, autogeneradores y transportadores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, deberán reportar al Fondo de

Solidaridad - Ministerio de Minas y Energía, la conciliación trimestral de sus cuentas de subsidios y contribuciones, dentro de treinta (30) días calendario siguientes al cierre del respectivo trimestre, de conformidad con la metodología establecida por este Ministerio, anexando todos la información soporte requerida, para su validación.

El Ministerio emitirá su validación mediante comunicación escrita en el evento de no encontrar ninguna objeción. En caso contrario, los comercializadores podrán justificar las diferencias remitiendo al Ministerio la información aclaratoria dentro del mes siguiente a la fecha en la que reciba la comunicación escrita sobre el particular. Si transcurrido este plazo el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos no recibe las aclaraciones que justifiquen la diferencia, la validación final se hará con base en la validación inicial realizada por el Ministerio de Minas y Energía, la cual quedará en firme. Este Ministerio se reserva el derecho de efectuar las auditorías respectivas cuando lo estime necesario.

En el caso de empresas que presenten un mayor superávit con la validación final, la diferencia entre el valor validado por el Ministerio de Minas y Energía y el reportado por la empresa deberá ser girada, junto con sus rendimientos, calculados de acuerdo con la tasa de corrección monetaria a partir del día siguiente del cierre del trimestre calendario respectivo, al comercializador incumbente o al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, según sea el caso, de acuerdo con las instrucciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía.

b) Giros. Los comercializadores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, que al efectuar la liquidación trimestral por mercado de comercialización, presenten superávit, lo girarán de la siguiente manera:

i) Los comercializadores no incumbentes por mercado de comercialización, girarán al comercializador incumbente el respectivo superávit, dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario siguientes al cierre del trimestre respectivo.

ii) Los comercializadores incumbentes girarán al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario siguientes al cierre del trimestre respectivo.
iii) Los comercializadores no incumbentes que facturen contribuciones y no atiendan usuarios subsidiados deberán girar dicha contribución, dentro de los veinte (20) días calendario siguientes a la fecha de facturación, al comercializador incumbente por mercado de comercialización en el cual se encuentren los usuarios aportantes.

Parágrafo 1°. En caso de presentarse algún conflicto, el Ministerio de Minas y Energía, definirá los criterios para hacer la transferencia de los excedentes de las contribuciones de solidaridad y para la realización de los giros declarados no es necesario que medie comunicación alguna.

Parágrafo 2°. El incumplimiento de envío de la información dentro del plazo establecido de la liquidación trimestral, será reportado por el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo pertinente a su función de vigilancia y control.

Parágrafo 3°. Los recursos que por mandato de la ley son propiedad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, deberán ser consignados en los plazos y cuentas definidos por el Ministerio de Minas y Energía o por quien este designe como administrador del Fondo. Dichas cuentas deberán contar con la aprobación de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Parágrafo 4°. Excepto para el inciso iii) del literal b) del presente artículo, la totalidad de los rendimientos financieros generados por los superávit declarados, deberán ser girados a las empresas incumbentes o al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, calculados de acuerdo con la tasa de corrección monetaria a partir del día siguiente del cierre del trimestre calendario respectivo.

Se causarán intereses moratorios de la legislación tributaria cuando los comercializadores, autogeneradores o transportadores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, no hayan realizado los giros al comercializador incumbente o al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos después de transcurridos los plazos establecidos en el literal b) de este artículo, para cada uno de los casos.

Parágrafo 5°. Conforme a lo previsto en el numeral 89.6 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994, los incumplimientos derivados del recaudo de los recursos legalmente asignados al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos serán sancionados, en lo pertinente, en los términos previstos en el Título III "Sanciones" del Libro Quinto del Decreto 624 de 1989, *por el cual se expide el Estatuto Tributario de los impuestos administrados por la Dirección General de Impuestos Nacionales.*

(Decreto 847 de 2001, art. 5, modificado por el art. 2 Decreto 201 de 2004 y por el art. 1o, Decreto 4272 de 2004)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,5. *Sujetos responsables de la facturación y recaudo de la contribución de solidaridad.* Son responsables de la facturación y recaudo de la contribución de solidaridad, las siguientes personas:

1. Las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.

2. Las personas autorizadas conforme a la ley y a la regulación para comercializar energía eléctrica o gas combustible distribuido por red física.

3. Las personas que generen su propia energía, la enajenen a terceros y tengan una capacidad instalada superior a los 25.000 kilovatios, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 89.4 de la Ley 142 de 1994.

4. Las personas que suministren o comercialicen gas combustible por red física con terceros en forma independiente, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 89.5 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1o. Las personas de que trata este artículo deberán transferir los superávits del valor de la contribución con sujeción a las instrucciones que para el

efecto le indique el Ministerio de Minas y Energía - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

Parágrafo 2o. Las personas que de acuerdo con el presente artículo recauden contribuciones de solidaridad, deberán hacer devoluciones a los usuarios de sumas cobradas por tal concepto, cuando éstos demuestren que tienen derecho a ello, según la ley, utilizando para ello el mecanismo que para tal fin prevé el artículo 154 de la Ley 142 de 1994 y harán los débitos correspondientes.
(Decreto 847 de 2001, art. 6)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,6. ***Factor con el cual se determina la contribución de solidaridad.*** Los límites de la contribución de solidaridad en electricidad y gas combustible distribuido por red física, serán los fijados por la ley. Dentro de estos límites y de acuerdo con las necesidades de subsidio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas por resolución podrá variar la contribución de solidaridad.

Parágrafo. La contribución de solidaridad de energía eléctrica a que están sujetas las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado, por consumo de energía eléctrica que sea utilizado específicamente en las actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio público a su cargo, se aplicará en forma gradual, de manera que dichas empresas pagarán, a partir de la entrada en vigencia del presente decreto, el 80% del total de la contribución para el año 2004, el 70% para el año 2005, el 60% para el año 2006 y el 50% para el año 2007 en adelante.

Las empresas de acueducto y alcantarillado deberán solicitar y facilitar las condiciones necesarias a la empresa que preste el respectivo servicio público de energía para separar los consumos. Al facturarles se distinguirán de los demás consumos, aquellos utilizados específicamente en las actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio público a su cargo. (*Adicionado por el artículo 1 del Decreto 2287 de 2004*)

(Decreto 847 de 2001, art. 7o)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,7. ***Responsabilidad de los prestadores de servicios públicos.*** Todo recaudador de contribuciones de solidaridad será patrimonialmente responsable y deberá efectuar el traslado oportuno de las sumas facturadas.

Es deber de los recaudadores de la contribución de solidaridad, informar trimestralmente al Ministerio de Minas y Energía- Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, acerca de los valores facturados y recaudados de la contribución de solidaridad, así como de los valores que, de acuerdo con lo dispuesto en las normas presupuestales y en las Leyes 142 y 143 de 1994, y 286 de 1996, asignen los prestadores del servicio.

Los montos facturados de la contribución de solidaridad que se apliquen al pago de subsidios y no puedan ser recaudados, podrán ser conciliados contra nuevas contribuciones seis (6) meses después de facturadas. Si posteriormente se produce su recaudo, deberán contabilizarse como nueva contribución.

(Decreto 847 de 2001, art. 8o)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,8. ***Criterios de asignación.*** El Ministerio de Minas y Energía definirá los criterios con los cuales el Gobierno Nacional asignará los recursos del presupuesto nacional y del Fondo de Solidaridad destinados a sufragar los subsidios, teniendo en cuenta que también los Municipios, Departamentos y Distritos podrán incluir apropiaciones presupuestales para este fin. Al definir los criterios de asignación, siempre se deberá tener en cuenta preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios recursos.

Parágrafo 1o. No se podrán pagar subsidios con recursos provenientes del Presupuesto Nacional o del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos a aquellas empresas que no entreguen la información en la oportunidad y de acuerdo con la metodología que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2o. Cuando la entidad prestadora que se ha ceñido a las exigencias legales y regulatorias, estime que el monto de las contribuciones, de los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos y las apropiaciones del presupuesto de la Nación, de los Departamentos, de los Distritos y de los Municipios, no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios previstos, podrá tomar medidas necesarias para que los usuarios cubran los costos de prestación del servicio.

(Decreto 847 de 2001, art. 10)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,9. ***Informe de las asambleas departamentales y de los concejos municipales y distritales de la asignación de subsidios.*** Corresponde a las asambleas departamentales y a los concejos municipales y distritales, informar al Ministerio de Minas y Energía - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, acerca de las apropiaciones que efectúen para atender subsidios en los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.

Parágrafo. Las decisiones que tomen Asambleas y los Concejos sobre cuáles servicios o cuáles estratos subsidiar, o sobre el monto de las partidas para los subsidios, en ningún caso impedirán que se cobre la contribución de solidaridad a los usuarios que, según la ley, están sujetos a ella.

(Decreto 847 de 2001, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,10. ***Transferencias efectivas de las entidades prestadoras de los servicios públicos.*** Sin perjuicio del cumplimiento de las normas presupuestales sobre apropiaciones y ordenación del gasto, las transferencias efectivas de dinero de las entidades prestadoras de servicios públicos al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos por concepto de contribuciones de solidaridad sólo ocurrirán cuando se presente superávit, después de compensar internamente los recursos necesarios para otorgar subsidios, las contribuciones facturadas en su Mercado de Comercialización y las recibidas de otros comercializadores, del Presupuesto Nacional, de los presupuestos departamentales, distritales o municipales y/o del

Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos con el monto de los subsidios facturados en un trimestre.

(Decreto 847 de 2001, art. 12)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,11. ***Obligación de los prestadores de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física de estimar las contribuciones y de informar a la Nación y demás autoridades competentes para decretar subsidios.*** Los prestadores de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, tienen la obligación de estimar el producto de las contribuciones de solidaridad que razonablemente esperan facturar en la vigencia fiscal inmediatamente siguiente y suministrar tal información a más tardar la última semana del mes de abril del año anterior a que se inicie dicha vigencia fiscal al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, y a las autoridades departamentales, distritales y municipales y que, según el artículo 368 de la Constitución Política, pueden decretar subsidios, con el fin de que éstas las tengan en cuenta al preparar sus presupuestos para la asignación de recursos para subsidiar tales servicios.

(Decreto 847 de 2001, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,12. ***Informes***. Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán informar a la comunidad, a través de medios de información masiva y por lo menos una vez al año, la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios y será función de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios verificar el cumplimiento de dicha obligación.

(Decreto 847 de 2001, art. 14)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,13. ***Aplicación a los distritos, municipios y departamentos.*** Los departamentos, distritos y municipios aplicarán, en sus territorios, normas iguales, en lo pertinente, a las de este decreto, cuando haya situaciones relacionadas con subsidios que deban aplicar y que no hayan sido objeto de reglamentación especial.

(Decreto 847 de 2001, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.1,14. ***Asimilación entre municipios y distritos.*** Salvo en cuanto haya legislación expresa que disponga otra cosa, siempre que en este decreto se mencionen los municipios o las autoridades, se entenderán incluidos también los distritos, los territorios indígenas que se constituyan como entidades territoriales, y el Departamento de San Andrés y Providencia; y aquellas autoridades que puedan asimilarse con más facilidad a las correspondientes autoridades municipales.

(Decreto 847 de 2001, art. 16)

SUBSECCION 6.2
MANEJO Y ASIGNACION DE RECURSOS PROVENIENTES DE LA CONTRIBUCIÓN DE LOS USUARIOS NO REGULADOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,1. ***Mecanismo especial.*** La presente Subsección establece el mecanismo especial a través del cual se manejarán y asignarán los recursos provenientes de la contribución de los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica, que compren energía a empresas oficiales, mixtas o privadas, teniendo en cuenta los criterios señalados en las leyes 142 y 143 de 1994.

(Decreto 1596 de 1995, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,2. ***Usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.*** Para estos efectos son usuarios no regulados cualquier persona natural o jurídica que tenga una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

(Decreto 1596 de 1995, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,3. ***Manejo de las contribuciones.*** Las contribuciones que, en cumplimiento de lo estatuido en el artículo 47, incisos 1° y 5° de la ley 143 de 1994, recauden las empresas generadoras de energía eléctrica que vendan energía a usuarios no regulados, serán manejadas por las mismas empresas en cuenta separada.

(Decreto 1596 de 1995, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,4. ***Traslado de contribuciones.*** Con sujeción a las leyes 142 y 143 de 1994 y a las disposiciones reglamentarias pertinentes, los recursos provenientes de la contribución serán transferidos por las empresas recaudadoras, dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, a las empresas distribuidoras de energía que cumplan sus actividades en la misma jurisdicción territorial a la del usuario aportante. Estos recursos tienen el carácter de subsidio y se aplicarán como tal a los usuarios del servicio público de electricidad de los estratos socioeconómicos I, II y III.

(Decreto 1596 de 1995, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,5. ***Traslado de Superávit.*** Si después de aplicar la contribución para subsidios hubiere superávit, éstos se transferirán a la Dirección del Tesoro Nacional, con el fin de participar en los desembolsos que debe efectuar el fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos de la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y su destinación se hará de conformidad con lo establecido por el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994.

(Decreto 1596 de 1995, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.2.6.2,6. ***Contribución de solidaridad por Autogeneradores de Energía Eléctrica.*** La contribución de solidaridad que aplica a los usuarios del

sector eléctrico, no se causará sobre la energía eléctrica producida por un autogenerador para la atención de sus propias necesidades.

(Decreto 549 de 2007, art. 1)

CAPITULO 3.
DE LOS FONDOS ELÉCTRICOS

SECCIÓN 1
FAER

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.1. ***Naturaleza del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas, FAER.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, es un fondo cuenta especial sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto Nacional y demás normas vigentes aplicables, administrado por Ministerio de Minas y Energía o por quien él delegue.

De conformidad con la ley, a este Fondo ingresarán los recursos a que se refiere el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas y, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 1117 de 2006 llevará a cabo el programa de normalización de redes eléctricas.

(Decreto 1122 de 2008, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.2. ***Recaudo de los recursos.*** La liquidación y el recaudo de los recursos a que se refiere el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-068-2003 y de aquellas que la modifiquen o sustituyan, estarán a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta que para tal propósito determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Parágrafo. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. ASIC, presentará mensualmente al Ministerio de Minas y Energía una relación de las sumas liquidadas y las recaudadas, en la forma que determine este Ministerio, con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los sujetos pasivos de la contribución y de su recaudador.

(Decreto 1122 de 2008, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.3. ***Destinación de los recursos.*** Los recursos a que se refiere el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, así como los rendimientos generados en su inversión temporal, se utilizarán para financiar planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía.

Parágrafo 1°. Hasta el veinte por ciento (20%) de los recursos recaudados antes mencionados se destinarán para financiar el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006.

Parágrafo 2°. Dentro de los recursos financieros a solicitar para la implementación de los proyectos de inversión se incluirán la construcción, instalación, así como las interventorías a que haya lugar y los costos de administración de los recursos en que incurran aquellas entidades seleccionadas cuando se implementen los proyectos por medio de administraciones delegadas. Estos costos podrán tener un tope, el cual se consignará en las correspondientes invitaciones públicas.

Parágrafo 3°. Las zonas rurales que pueden beneficiarse con los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, deben pertenecer a áreas geográficas atendidas por Operadores de Red del Sistema Interconectado Nacional.

Parágrafo 4°. No serán asumidos con recursos del FAER la compra de predios, los requerimientos de servidumbres y la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para el desarrollo de los planes, programas o proyectos de electrificación rural.

(Decreto 1122 de 2008, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.4. ***Comité de administración.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, tendrá un Comité de Administración, cuya sigla será CAFAER, integrado de la siguiente manera:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá o su delegado.
2. Por el Viceministro de Energía o su delegado.
3. Por el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía.

En caso de delegación por parte del Ministro el comité será presidido por el Viceministro.

El Comité de Administración aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas o proyectos que hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.
Parágrafo: El CAFAER podrá invitar a sus reuniones a funcionarios de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME o de cualquier entidad que considere pertinente.

(Decreto 1122 de 2008, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.5. ***Apoyo técnico.*** El Ministerio de Minas y Energía integrará un grupo de apoyo técnico y operativo, que adelantará las siguientes funciones:

1. Proveer la Secretaría Técnica del CAFAER, quien tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

   (i) Organizar los documentos que se presenten al Comité;
   (ii) Convocar las reuniones programadas por el Presidente del Comité;
   (iii) Organizar y actualizar el registro de proyectos a ser financiados con recursos del FAER;
   (iv) Elaborar las memorias de las reuniones del Comité e informar al mismo sobre los conceptos rendidos por el Grupo de Apoyo Técnico.

2. Realizar las siguientes labores técnicas:

   (i) Elaborar los reglamentos para la asignación de recursos del FAER dentro de los planes, programas o proyectos de expansión. Estos deberán contener entre otros aspectos: los plazos y condiciones para la entrega de los planes de expansión de cobertura por parte de los OR's y las prioridades de asignación de los recursos del FAER;
   (ii) Revisar y validar el cumplimiento de los requisitos sobre los planes, programas o proyectos que sean recibidos para ser financiados con recursos del FAER;
   (iii) Presentar al Comité de Administración del FAER un informe para la revisión y consideración sobre los planes, programas o proyectos que sean viables técnica y financieramente;
   (iv) Asesorar en la elaboración de los contratos con los ejecutores de los planes, programas o proyectos que les sea aprobada la asignación de recursos del FAER;
   (v) Las demás que les sean asignadas.

3. Llevar a cabo el seguimiento al cumplimiento de las actividades por parte de la interventoría técnica que haya contratado o dispuesto la empresa distribuidora de energía eléctrica, para los proyectos correspondientes y mantener los informes de gestión de las entidades ejecutoras de los proyectos aprobados.

(Decreto 1122 de 2008, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.6. ***Inversión temporal***. La administración e inversión temporal de los recursos y rendimientos provenientes del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas Rurales Interconectadas FAER, estará a cargo de la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para tales efectos, la mencionada Dirección determinará la cuenta a la que deberán ser girados los recursos del mencionado Programa. Para la administración e inversión de los recursos, la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional los manejará en cuentas independientes de los demás recursos que administre la Dirección, teniendo en cuenta la normatividad que aplique para la inversión de dichos recursos.

(Decreto 1122 de 2008, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.7. ***Información por parte de los operadores de red (OR) y las entidades territoriales (ET) para actualización y seguimiento del plan***

indicativo de expansión de cobertura. Los operadores de red y las entidades Territoriales deberán presentar la información conforme a lo dispuesto en el presente artículo, para la actualización y seguimiento del Plan Indicativo de Expansión y cobertura.

1. De conformidad con lo establecido en la Sección 2. Políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, Título de Energía Eléctrica del presente Decreto y las normas que la modifiquen, complementen o sustituyan, los OR deberán suministrar a la UPME la información requerida para la actualización y seguimiento del Plan de Expansión de Cobertura en la fecha estipulada por el Ministerio de Minas y Energía, y deberá contener, entre otras:

   a. Coordenadas de subestaciones de transformación con niveles de tensión menores o iguales a 115 kV, capacidad de transformación y cargabilidad máxima registrada en el año inmediatamente anterior.

   b. Coordenadas de las plantas de generación y/o pequeñas centrales de generación de propiedad del OR y/o de los Entes Territoriales.

   c. Lo estipulado en el Anexo RD-1 de la Resolución CREG 70/98 o la norma que la modifique o sustituya.

   d. Coordenadas de los centros poblados interconectables que carecen del servicio de energía eléctrica, y carga estimada tanto en potencia como en energía.

2. Los OR deberán validar con la UPME las cifras del porcentaje de cobertura departamental (rural y urbana) del año base por el Pan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC). Mientras se determina este indicador se utilizarán los indicadores de cobertura establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

3. Los OR deberán presentar a la UPME sus planes de expansión de cobertura, para niveles de tensión nominal mayor o igual a 13.2 kV, tendientes a alcanzar las metas de cobertura establecidas en el PIEC, concertadas con los demás OR del Área de Distribución (ADD) y atendiendo las necesidades de ampliación de cobertura de los centros poblados reportados por las Entidades Territoriales, aquellos identificados por el propio OR y/o los indicados por el Ministerio de Minas y Energía y/o la UPME en el reglamento para la presentación del Plan de Expansión de Cobertura.
4. Los Entes Territoriales (ET) deberán reportar tanto al OR como a la UPME, los requerimientos de cobertura del servicio de electricidad de sus centros poblados, indicando el número de usuarios sin servicio de energía eléctrica. Esta información deberá ser presentada por los ET conforme a los plazos y condiciones establecidos por la UPME y/o el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 1122 de 2008, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.8. ***Criterios para la elaboración de planes de expansión.*** Los Operadores de Red deberán presentar a la UPME su plan de expansión de cobertura considerando un horizonte de tres (3) años, el cual deberá

contener un capítulo en el que se presenten los proyectos relacionados con expansión de cobertura, indicando las necesidades de ampliación de redes con niveles de tensión entre 13.2 kV Y 115 kV y subestaciones asociadas, considerando los criterios enunciados a continuación:

1. Los planes de Expansión de Cobertura deberán cumplir con los reglamentos técnicos vigentes, en especial con: El Código de Redes, el Reglamento de Distribución y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

2. Los proyectos propuestos en el Plan de Expansión de Cobertura, deben permitir la conformación de un Plan de Expansión de Costo Mínimo y deberán estar orientados a satisfacer las necesidades de expansión manifestadas por los Entes Territoriales (ET) considerando los Planes de Ordenamiento de los Municipios, así como las necesidades identificadas por el propio OR y las que el Ministerio de Minas y Energía establezca en el reglamento para el Plan de Expansión de Cobertura.

3. Los Planes de Expansión y Cobertura deberán tener en cuenta las metas de cobertura establecidas en el PIEC.

(Decreto 1122 de 2008, art. 9º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.9. ***Contenido del plan de expansión.*** El Plan de Expansión deberá incluir:

1. Para los proyectos cuyo costo de inversión por kWh no supere el costo medio aprobado para el OR a cuyas redes se conecten, deben contener una información básica de los mismos en los formatos establecidos en los reglamentos para los Planes de Expansión de Cobertura. Esta información deberá indicar la contribución del proyecto al aumento de cobertura y el cronograma de ejecución. En todos los casos, estos proyectos deberán ser desarrollados y operados por los OR que los presentan.

2. Para los proyectos cuyo costo de inversión por kWh supere al costo medio aprobado para el OR a cuyas redes se conecte, se deberá incluir la información detallada de los mismos en los formatos establecidos en los reglamentos para los Planes de Expansión de Cobertura. Estos deberán contar con diseños, pólizas de calidad de dichos diseños, análisis de costos unitarios y presupuestos, incluidos costos de administración, operación y mantenimiento, la cobertura alcanzable y el análisis del impacto sobre la tarifa existente. Para estos proyectos los OR deberán expresar si tienen interés en el desarrollo y operación de los mismos.

(Decreto 1122 de 2008, art. 10º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.10. ***Requerimientos básicos.*** Para la presentación de los planes, programas o proyectos que busquen financiarse con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, al igual que en los casos que previa consulta al OR, éste decida no desarrollar el proyecto de infraestructura, el OR deberá radicar en original y en medio magnético en la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, los siguientes requerimientos básicos:

1. Carta de presentación con la solicitud de recursos. Se deberán especificar los datos generales del proyecto y se debe incluir el domicilio para el envío de la correspondencia e indicar el correo electrónico para facilitar la comunicación.

2. Registro BPIN. El respectivo plan, programa o proyecto deberá estar registrado en el Banco de Proyectos de Inversión, BPIN, cuyo archivo deberá ser entregado en medio magnético. En todo caso, se deberá aplicar la Metodología General Ajustada o aquella que defina el Departamento Nacional de Planeación para el trámite de proyectos ante el Banco de Proyectos de Inversión Nacional, BPIN.

3. Aval Técnico y Financiero del Operador de Red. Aval firmado por el Representante Legal del Operador de Red sobre la viabilidad técnica y financiera de los planes, programas o proyectos de inversión con cargo a los recursos del FAER. Además, deberá indicar que garantizará la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica a los suscriptores potenciales, ofreciendo los índices de calidad y continuidad previstos en la regulación.

4. Certificación del Operador de Red. En la cual conste el cumplimiento de Especificaciones y cumplimiento de normas técnicas aplicables que han sido definidas para los materiales, equipos, la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.

5. Análisis de Costos y Presupuesto. Análisis de costos globales y unitarios estimados para la ejecución del proyecto, incluyendo los costos de contratación de la interventoría técnica y financiera, auditoría y administración a que haya lugar.

6. Diseños Eléctricos y Memorias de Cálculo. Consiste en los planos y memorias de cálculo donde se deberá consignar información sobre la infraestructura eléctrica existente, si es el caso, así como la proyectada, los cuales deberán contar con la aprobación del Operador de Red que garantizará el servicio a los usuarios.

Parágrafo. Una vez el Comité de Administración del FAER apruebe la asignación de recursos a los planes, programas o proyectos, se entenderá que el Aval Técnico y Financiero definido en el numeral 3 tendrá vigencia hasta que la Empresa que lo expidió o quien la sustituya reciba los activos construidos con los recursos del FAER.

De igual forma, el OR deberá garantizar las acometidas para los suscriptores potenciales contemplados en el plan, programa o proyecto de inversión presentado con cargo a los recursos del FAER.

(Decreto 1122 de 2008, art. 11º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.11. ***Aprobación de planes y ejecución de proyectos***. Para efectos de la aprobación de planes y ejecución de los proyectos se tendrán en cuenta las siguientes reglas.

1. La UPME revisará que el Plan de Expansión de Cobertura de cada OR cumpla con los criterios de eficiencia y de expansión, igualmente, deberá analizar el impacto del plan sobre la tarifa para los proyectos cuyo costo de inversión por kwh sea mayor al costo medio aprobado para el OR a cuyas redes se conectará el proyecto.

2. La UPME tendrá un plazo máximo de sesenta (60) días a partir de la recepción de los planes de expansión de cobertura de los OR's, para anunciar los resultados de su evaluación sobre los proyectos presentados.

3. La CREG reconocerá un incremento al cargo de distribución a los proyectos y/o planes de expansión, cuyo costo total de inversión por kWh superen el costo medio vigente, siguiendo los lineamientos establecidos en el Decreto 388 de 2007 y demás normatividad aplicable. Para esto la CREG tendrá un plazo máximo de treinta (30) días posterior al anuncio realizado por la UPME de que trata el numeral 2 anterior.

4. La ejecución, operación y adecuado funcionamiento de los proyectos propuestos por el OR en su Plan de Expansión de Cobertura, será responsabilidad exclusiva del OR. En estos casos, y para los proyectos que superen el aumento máximo al cargo de distribución descrito en el numeral 8 de este artículo, se podrán asignar recursos del FAER y/o de otros fondos del Estado a los OR que los presenten.
5. En el caso que los OR manifiesten no tener interés en la construcción de la infraestructura, la UPME podrá adelantar convocatorias públicas para que se ejecuten por terceros.

6. En las convocatorias se asignará el proyecto a quien menos recursos del Estado requiera para su construcción.

7. El Ministerio de Minas y Energía determinará una metodología de asignación de recursos del FAER, teniendo en cuenta un aumento máximo en el cargo de distribución y la cobertura en electrificación por departamento.

8. Serán sujetos de asignación del FAER y/o otros fondos estatales, por medio de convocatorias, aquellos proyectos que superen un aumento máximo al cargo de distribución.

9. El Ministerio de Minas y Energía podrá determinar, en el reglamento para los Planes de Expansión de Cobertura zonas que requieren de cobertura por razones de seguridad en el sistema, por orden público y/o por desarrollo social. Estas zonas deberán estar incluidas en los planes de expansión de los OR's correspondientes.

(Decreto 1122 de 2008, art. 12)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.12. ***Responsabilidad sobre los activos.*** Una vez concluidas las obras contempladas para el plan, programa o proyecto, el Operador de Red correspondiente energizará los activos, y asumirá la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura construida.

Los activos financiados con fondos del FAER serán de propiedad del Ministerio de Minas y Energía. Una vez el OR haya efectuado la energización de los activos y hasta que se suscriba entre el Ministerio y el OR un convenio para el manejo de éstos, los activos serán considerados como activos de conexión al Sistema de Distribución Local de propiedad de terceros para efectos de su remuneración y responsabilidad en la reposición, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente para estos efectos, la Sección 2. Políticas y Directrices relacionadas con el Aseguramiento de la Cobertura del Servicio de Electricidad, Título de Energía Eléctrica del presente Decreto y aquella normatividad que la modifique, complemente o sustituya.

Los activos de nivel 1 que se financien por parte de los Fondos de la Nación deberán ser repuestos por el OR. La CREG incorporará estos activos en el cálculo de la tarifa a reconocer al OR teniendo en cuenta un proporcional reconocimiento de reposición, según la vida útil de los activos.

(Decreto 1122 de 2008, art. 13°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.13. ***Ejecución de los recursos.*** Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, se ejecutarán por parte del Ministerio de Minas y Energía o por quien éste delegue.

Parágrafo. Los planes, programas o proyectos que se financien con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, deberán ser considerados como inversión social.

(Decreto 1122 de 2008, art. 14°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.14. ***Propiedad de los activos***. Las inversiones con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, tendrán como titular a la Nación-Ministerio de Minas y Energía en proporción a su aporte.

Los activos que se construyan con los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, podrán ser aportados al Operador de Red que brindó concepto técnico y financiero favorable al plan, programa o proyecto de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Secciones 5. "Políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica" y 2. "Políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad", Título de Energía Eléctrica del presente Decreto y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente y en aplicación a lo dispuesto en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007 subrogado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 y aquella norma que la modifique o sustituya.

(Decreto 1122 de 2008, art. 15°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.1.15. ***Vigencia.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales interconectadas, FAER, tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018.

(Ley 1376 de 2010, art. 1º)

SECCIÓN 2
FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI.

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.1. ***Naturaleza del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, definido por el artículo 82 de la Ley 633 de 2000, es un fondo cuenta especial del Ministerio de Minas y Energía sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto Nacional y demás normas vigentes aplicables. De conformidad con la ley, a este Fondo ingresarán las sumas recaudadas de conformidad con lo establecido en el artículo 1º de la Ley 1099 de 2006 y también podrán ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los recursos que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales.

(Decreto 1124 de 2008, art. 1º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2. ***Recaudo de los recursos.*** La liquidación y el recaudo de los recursos recaudados de conformidad con lo establecido en el artículo 81 de la Ley 633 de 2000, prorrogado en su vigencia por el artículo 40 la Ley 1715 mayo de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con la aclaración efectuada mediante Decreto 142 de 2015, estará a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, quien recaudará de los agentes generadores del mercado mayorista de energía el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta del Ministerio de Hacienda y Crédito Público que para tal propósito este determine. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, presentará mensualmente a dicho Ministerio una relación de las sumas liquidadas y las recaudadas, en la forma que previamente se determine, con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los sujetos pasivos de la contribución y de su recaudador.

(Decreto 1124 de 2008, art. 2º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.3. ***Inversión Temporal.*** La administración e inversión temporal de los recursos y rendimientos provenientes del Fondo de apoyo Financiero para Energización de Zonas No Interconectadas, FAZNI, estará a cargo de la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para tales efectos, la mencionada Dirección determinará la cuenta a la que deberán ser girados los recursos del mencionado Programa. Para la administración e inversión de los recursos, la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional los manejará en cuentas independientes de los demás recursos que administre la Dirección, teniendo en cuenta la normatividad que aplique para la inversión de dichos recursos.

(Decreto 1124 de 2008, art. 3º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.4. ***Destinación de los recursos.*** Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-, y los rendimientos que generen la inversión temporal de sus recursos, se utilizarán de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no Interconectadas determine el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como el Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

Parágrafo 1°. Los costos de preinversión en que hubiesen incurrido las entidades proponentes de los planes, programas y/o proyectos que finalmente hubiesen sido aprobados para su ejecución, deberán ser considerados para reembolso parcial o total con recursos del FAZNI siguiendo los lineamientos establecidos en este decreto.

Parágrafo 2°. En ningún caso se podrán financiar estudios de prefactibilidad y factibilidad de los planes, programas y proyectos de inversión que tengan la misma finalidad del parágrafo anterior por un monto superior al 15 % de los recursos recaudados en cada vigencia fiscal.

(Decreto 1124 de 2008, art. 4°)

SUBSECCIÓN 2.1
DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS -FAZNI-

ARTICULO 2.2.3.3.2.2,1.1. ***Comité de Administración.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-, tendrá un Comité de Administración (CAFAZNI), que estará integrado de la siguiente manera:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá, o su delegado.
2. Por el Viceministro de Energía, o su delegado.
3. Por el Director de la UPME o su delegado.

En caso de delegación por parte del Ministro, el Comité será presidido por el Viceministro.

El Comité de Administración aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y/o proyectos que le hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-.

Parágrafo. El Comité de Administración podrá invitar a sus reuniones a funcionarios del Instituto de Planificación, y Promoción de Soluciones Energéticas -IPSE-, de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- o de cualquier

entidad que considere pertinente o necesario para analizar asuntos de su competencia.

(Decreto 1124 de 2008, art. 5º)

SUBSECCIÓN 2.2
DE LOS PROYECTOS FINANCIABLES Y DE SU PRESENTACIÓN AL COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.1. ***Apoyo Técnico.*** El Ministerio de Minas y Energía conformará un grupo de apoyo técnico, que adelantará las siguientes funciones:

1. Proveer la Secretaría Técnica del CAFAZNI, quien organizará los documentos que se presenten al Comité, convocará las reuniones programadas por el Presidente del Comité, actualizará el registro de proyectos a ser financiados con recursos del FAZNI, elaborará las memorias de las reuniones del Comité y mantendrá los informes de gestión de las entidades ejecutoras de los proyectos aprobados.

2. Informar a sus miembros sobre los conceptos emitidos por parte del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, como resultado del estudio de viabilidad técnica y financiera realizados a cada proyecto.

3. Llevar a cabo el seguimiento a las actividades de los proyectos correspondientes aprobados para la ejecución con recursos del FAZNI. Este seguimiento no reemplaza la interventoria, que podrá ser ejercida de manera directa por el IPSE o, bajo su supervisión y coordinación, por intermedio de terceros.

(Decreto 1124 de 2008, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.2. ***Mecanismos de presentación de los planes, programas y proyectos.*** Los planes, programas y proyectos que serán elegibles para asignación de fondos del FAZNI, se podrán presentar por medio de los siguientes mecanismos:

1. Como resultado de las invitaciones públicas diseñadas por el Ministerio de Minas y Energía para proyectos de inversión en infraestructura en las Zonas No Interconectadas.

2. Como resultado de las invitaciones públicas diseñadas por el Ministerio de Minas y Energía para la implementación parcial o total de la infraestructura requerida por medio de los esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas de que trata el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007, subrogado por el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011.

3. Por iniciativa de las Entidades Territoriales, del IPSE, o de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica ya sean estas pertenecientes al

Sistema Interconectado Nacional - SIN, o a las Zonas No Interconectadas, ZNI. En caso de que los proyectos hagan parte de los esquemas descritos en los numerales 1 y 2 los mismos no podrán ser presentados mediante el mecanismo descrito en este numeral.

Para los esquemas de presentación de proyectos descritos en los numerales 1 y 2 anteriores, el Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones de los proyectos en los reglamentos respectivos, conforme con los lineamientos del presente decreto.

(Decreto 1124 de 2008, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.3. ***Distribución de los recursos entre los planes, programas y/o proyectos elegibles.*** La prioridad para la distribución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-, se determinará con base en los siguientes criterios:

1. Para los planes, programas y/o proyectos presentados bajo los esquemas descritos en los numerales 1 y 2 del artículo 7º del presente decreto se tendrán en cuenta criterios de:

   (i) Menor aporte estatal requerido, entendido este como los aportes de inversión y subsidios de operación, y/o
   (ii) Contribución al uso de fuentes de energías renovables o alternativas.

2. Para los planes, programas y/o proyectos presentados bajo los esquemas descritos en el numeral 3 del artículo 2.2.3.3.2.2.2. del presente decreto se tendrán en cuenta criterios de:

   (i) Menor aporte estatal requerido entendido este como los aportes de inversión y subsidios de operación;
   (ii) Mayor número de usuarios beneficiados, y/o
   (iii) Contribución a la innovación tecnológica para el uso de fuentes de energía renovables o alternativas.

(Decreto 1124 de 2008, art. 8º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.4. ***Condiciones generales para los planes, programas y/o proyectos.*** Los planes, programas y/o proyectos, que se presentarán ante el Comité de Administración deberán contener el desarrollo de las siguientes condiciones:

a) Los planes de inversión estarán conformados por programas y proyectos de inversión en nueva infraestructura eléctrica, de reposición o la rehabilitación de la existente, se podrán financiar elementos que sean favorables al Uso Racional de Energía - URE, siempre que sea favorable financieramente para la Nación. Dicha infraestructura puede incluir todos aquellos elementos necesarios para la generación, transporte, distribución, uso racional y eficiente de energía y suministro de energía eléctrica al usuario final, incluyendo su conexión y medición;

b) Dentro de los recursos financieros a solicitar para la implementación de los proyectos de inversión se incluirán los costos de preinversión, la construcción,

instalación, reposición y/o rehabilitación de activos aptos para la prestación del servicio de energía, así como las interventorias a que haya lugar y los costos de administración de los recursos en que incurran aquellas entidades seleccionadas cuando se implementen los proyectos por medio de administraciones delegadas. Estos costos podrán tener un tope, el cual se consignará en las correspondientes invitaciones públicas;

c) Los proyectos de rehabilitación o recuperación de la capacidad nominal de plantas de generación o de redes de subtransmisión o de distribución serán financiados solamente si se demuestra que dicho costo es inferior al costo de realizar la inversión en activos nuevos, tomando como referencia su vida útil remanente y la inherente depreciación en libros;

d) Los planes, programas y proyectos deberán contar con las fuentes de financiación suficiente para asegurar su ejecución y terminación, así como para la interventoría, la auditoria, la administración, la operación y el mantenimiento de los mismos;

e) En aquellos casos de falla total e irrecuperable de los sistemas de generación existentes que impidan la normal prestación del servicio en las localidades, el Comité de Administración deberá expedir una metodología especial con el fin de determinar prioridades y asignar recursos para recuperar la prestación del servicio en la forma más inmediata y eficiente posible. En estos casos el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, o quien este delegue, presentará los proyectos;

f) Los proyectos de innovación tecnológica para el uso de fuentes de energía renovable o alternativa que se presenten, deberán beneficiar directamente la prestación del servicio, ya sea en la localidad donde se implemente el proyecto que podrá estar interconectada, en cuyo caso deberán beneficiar indirectamente aquellas localidades cercanas que no se encuentran interconectadas al SIN;

g) Aquellos proyectos correspondientes a una misma zona geográfica y que hayan sido presentados por separado para solicitud de recursos FAZNI, deberán ser integrados en un solo programa de implementación durante la fase de estudio de viabilidad técnica y financiera desarrollado por el IPSE, cuando las condiciones de planeación lo permitan.

Parágrafo. Con los recursos destinados para el Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas No Interconectadas - FAZNI, se podrá cubrir los requerimientos de servidumbres, compra de predios y la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para la ejecución de los Planes, Programas y Proyectos, en un porcentaje que será establecido en las respectivas invitaciones públicas.
(Decreto 1124 de 2008, art. 9º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.5. ***Requisitos de presentación de los planes, programas y proyectos.*** Los planes, programas y proyectos que sean presentados ante el Comité de Administración dentro del mecanismo descrito en el numeral 3 del artículo 7º deberán cumplir los siguientes requisitos:

1. Que el respectivo plan, programa o proyecto se encuentre registrado en el Banco de Proyectos de Inversión -BPIN-.

2. Presentación del esquema institucional que garantice su administración, operación y mantenimiento.
3. Garantía de seriedad y/o cumplimiento que cubra la calidad de los diseños presentados para el proyecto.

4. Concepto Favorable del IPSE emitido como resultado de la evaluación sobre el estudio de la viabilidad técnica y financiera del plan, programa o proyecto.

En los proyectos de interconexión eléctrica al Sistema Interconectado Nacional - SIN, además de los anteriores requisitos, se deberá presentar al CAFAZNI por parte del IPSE, un previo concepto sobre el cumplimiento de criterios de eficiencia y de expansión definidos por la CREG y la UPME, de acuerdo con lo establecido en la Sección 2. Políticas y Directrices relacionadas con el Aseguramiento de la Cobertura del Servicio de Electricidad, Título de Energía Eléctrica del presente Decreto o aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente.

(Decreto 1124 de 2008, art. 10°, modificado por el art. 1° del Decreto 4813 de 2008)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.6. ***Ejecución de los recursos y propiedad de los activos.*** Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-, se ejecutarán por parte del Ministerio de Minas y Energía, conforme a la política de energización a que se refiere el artículo 4° del presente decreto. En todo caso, las inversiones con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-, en los planes, programas y proyectos tendrán como titular a la Nación - Ministerio de Minas y Energía en proporción a su aporte.

Los activos que se construyan con los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, podrán ser aportados al Operador de Red o la Empresa que se responsabilizará de la operación comercial, que brindó concepto técnico y financiero favorable al plan, programa o proyecto de acuerdo con los lineamientos establecidos en los Decretos 387 y 388 de 2007 y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente y en aplicación a lo dispuesto en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007, subrogado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 y aquella norma que la modifique o sustituya.

(Decreto 1124 de 2008, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.3.2.2,2.7. ***Criterios para el reembolso de costos de preinversión.*** Los costos de preinversión que se ocasionen como resultado de los mecanismos contemplados en los numerales 1 y 2 del artículo 7° serán reconocidos en su totalidad, y podrá cubrir los costos de estudios y/o diseños, así como la elaboración de pliegos. Cuando la presentación de proyectos se realice conforme a los esquemas descritos en el numeral 3 de dicho artículo, se reembolsarán los recursos teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

a) Los costos de preinversión de los planes, programas o proyectos presentados por el IPSE no podrán ser sujetos de reembolso alguno;

b) La entidad o empresa proponente del plan, programa o proyecto deberá presentar una solicitud de reembolso incluida en la documentación del proyecto presentada al Secretario del CAFAZNI, que esté debidamente discriminada y contenga los documentos necesarios (contratos, facturas, cuentas de cobro, personal propio dedicado y los que se consideren necesarios) que sustenten los costos en que incurrió la entidad;

c) Para ser tenida en cuenta en el reembolso de costos de preinversión, la entidad o empresa deberá presentar una garantía de seriedad y/o cumplimiento por parte de los ejecutores de los trabajos de preinversión, cuyas condiciones y términos serán determinadas por el CAFAZNI;

d) El tope de reembolso no podrá superar el 15% del valor de las obras directas propuestas;

e) Los reembolsos serán realizados posteriormente al replanteo que realice el ejecutor del proyecto.

Parágrafo. Los diseños utilizados para la preparación de los proyectos cuyos costos estén incluidos en el reembolso solicitado, pasarán a ser de propiedad y uso exclusivo de la Nación.

Dichos diseños podrán ser utilizados por el IPSE para la estructuración de proyectos nuevos y no podrán ser utilizados por otras entidades para presentar nuevos proyectos, a menos que hayan recibido autorización de parte del Ministerio de Minas y Energía a través del IPSE. En tales casos no se podrá incluir para reembolso los costos de estos diseños.

(Decreto 1124 de 2008, art. 12)

SECCIÓN 3.
PRONE

SUBSECCIÓN 3.1
DEL PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS

ARTÍCULO 2.2.3.3.3,1.1. ***Programa de Normalización de Redes Eléctricas.*** De acuerdo con el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006, el Programa de Normalización de Redes Eléctricas tendrá como objetivos la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Parágrafo. El Programa de Normalización de Redes Eléctricas, que se denominará PRONE, consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de planes, programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el presente decreto y las normas que lo sustituyan o complementen, cuya vigencia serán igual a la establecida para los diferentes fondos que financien el Programa.

(Decreto 1123 de 2008, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3,1.2. *Recursos para el Programa de Normalización de Redes Eléctricas*. El Programa de Normalización de Redes Eléctricas será financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006 y con los recursos previstos en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, subrogado por el artículo 104 de la Ley 1450 de 2011, con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-003-2008 y de aquellas que la modifiquen o sustituyan, estarán a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC–, quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional –STN–, el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta que para tal propósito determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Parágrafo 1°. No serán asumidos con recursos del PRONE la compra de predios, los requerimientos de servidumbres y la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para el desarrollo de los planes, programas o proyectos de electrificación rural.

Parágrafo 2°. Dentro de los recursos financieros a solicitar para la implementación de los proyectos de inversión se incluirán la construcción, instalación, así como las interventorías a que haya lugar y los costos de administración de los recursos en que incurran aquellas entidades seleccionadas cuando se implementen los proyectos por medio de administraciones delegadas. Estos costos podrán tener un tope, el cual se consignará en las correspondientes invitaciones públicas.

Parágrafo 3°. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, presentará mensualmente al Ministerio de Minas y Energía una relación de las sumas liquidadas y las recaudadas, en la forma que determine este Ministerio, con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones por parte de los propietarios de los activos del Sistema de Transmisión y del ASIC como recaudador.

(Decreto 1123 de 2008, art. 2°)

SUBSECCIÓN 3.2
DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,2.1. *Comité de Administración*. El Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, tendrá un Comité de Administración integrado de la siguiente manera:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá o su delegado.
2. Por el Viceministro Energía o su delegado.
3. Por el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía.

En caso de delegación por parte del Ministro, el Comité será presidido por el Viceministro.

El Comité de Administración aprobará la priorización de los planes, programas o proyectos siguiendo los criterios establecidos en el presente decreto, determinará los mecanismos para la interventoría de los proyectos a ejecutarse y establecerá

su propio reglamento. De igual forma, podrá invitar a sus reuniones a funcionarios de cualquier entidad que considere pertinente o necesario para analizar asuntos de su competencia.

(Decreto 1123 de 2008, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,2.2. ***Apoyo Técnico.*** El Ministerio de Minas y Energía contará con apoyo técnico y operativo, que adelantará las siguientes funciones:

1. Proveer la Secretaría Técnica del PRONE, quien tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

   (i) Organizar los documentos que se presenten al Comité;
   (ii) Convocar las reuniones programadas por el Presidente del Comité;
   (iii) Organizar y actualizar el registro de proyectos a ser financiados con recursos del PRONE;
   (iv) Elaborar las memorias de las reuniones del Comité e informar al mismo sobre los conceptos rendidos por el Grupo de Apoyo Técnico.

2. Realizar las siguientes labores técnicas:
   (i) Elaborar los reglamentos para las convocatorias de ejecución de planes, programas o proyectos;
   (ii) Revisar y validar los requisitos sobre los planes, programas o proyectos que sean recibidos para ser financiados con recursos del PRONE;
   (iii) Presentar al Comité de Administración del PRONE un informe para la revisión y consideración sobre los planes, programas o proyectos que sean viables técnica y financieramente;
   (iv) Asesorar en la elaboración de los contratos con los ejecutores de los planes, programas o proyectos a quienes les sea aprobada la asignación de recursos del PRONE;
   (v) Las demás que les sean asignadas.

3. Llevar a cabo el seguimiento al cumplimiento de las actividades por parte de la interventoría técnica que haya contratado o dispuesto la empresa distribuidora de energía eléctrica, para los proyectos correspondientes.

(Decreto 1123 de 2008, art. 4°)

SUBSECCIÓN 3.3.
DE LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS AL COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.1. ***Presentación de proyectos.*** El Ministerio de Minas y Energía realizará las convocatorias necesarias con amplia publicidad anunciando las fechas de presentación de planes, programas o proyectos en cada una de ellas. Cada convocatoria establecerá los requisitos, plazos y condiciones para la priorización y ejecución de los proyectos.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía realizará las convocatorias de planes, programas o proyectos hasta que se asignen los recursos disponibles.

Parágrafo 2°. El Ministerio de Minas y Energía podrá incluir en las convocatorias las zonas que sean prioritarias para normalizar buscando favorecer las poblaciones con mayores índices de pobreza.

(Decreto 1123 de 2008, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.2. ***Los desarrolladores de proyectos.*** Para la presentación y desarrollo de planes, programas y proyectos de normalización, el Ministerio de Minas y Energía podrá determinar en cada convocatoria establecida para la asignación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas PRONE, los desarrolladores de proyectos y si considera necesaria la apertura de una o varias convocatorias para su adjudicación.

En todo caso, el Operador de Red presentará sus planes de normalización y será el encargado de operar la nueva infraestructura en los términos del artículo 10° del presente Decreto *(Modificado por el Decreto 4926 de 2009).*

(Decreto 1123 de 2008, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.3. ***Requerimientos básicos***. Para la presentación de los planes, programas o proyectos que busquen financiarse con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, el Representante Legal del Operador de Red deberá radicar en original y en medio magnético en el Ministerio de Minas y Energía o donde dicho Ministerio establezca, en el reglamento de la convocatoria, los siguientes requerimientos básicos y aquellos que se establezcan en el respectivo reglamento de los planes, programas o proyectos:

1 Carta de presentación con la solicitud de recursos. Se deberán especificar los datos generales del plan, programa o proyecto y se debe incluir el domicilio para el envío de la correspondencia e indicar el correo electrónico para facilitar la comunicación.

2. El proyecto ajustado a la Metodología General que genere el archivo mga, para transmitir el BPIN al DNP.

3. Garantía de seriedad y/o cumplimiento de la oferta otorgada de acuerdo al valor que se determine en cada convocatoria, que cubra la responsabilidad de los diseños y presupuestos presentados, así como los compromisos del Operador de Red en su propio plan de inversión en normalización de redes.

4. Plan de inversiones quinquenal de normalización con recursos del Operador de Red en donde se incluyen los barrios, municipios, cobertura expresada en usuarios y cronograma que se cubrirá con recursos del Operador de Red.

5. Análisis de Costos y Presupuesto, que incluye el análisis de costos globales y unitarios estimados para la ejecución del proyecto.

6. Diseños Eléctricos y Memorias de Cálculo, que consiste en los planos y memorias de cálculo donde se deberá consignar información sobre la infraestructura eléctrica existente, así como la proyectada. Estos se

aportarán a título gratuito de acuerdo con lo establecido en la Ley 1117 de 2006.

7. Identificación de la población, que corresponde a la certificación que expida la entidad territorial definiendo la calidad actual del barrio como subnormal y la estratificación socioeconómica en que quedará el barrio una vez normalizadas las redes eléctricas.

8. Acuerdo suscrito entre el Operador de Red y el comercializador, en el que conste el compromiso de este último para la atención a los usuarios normalizados.

9. Certificado del registro de los barrios subnormales en el Sistema Único de Información que administra la Superintendencia de Servicios Públicos, SSPD, correspondiente al Plan, Programa o Proyecto.

10. Cronograma, que consiste en el tiempo que el ejecutor estime para el desarrollo de las obras.

11. Carta de compromiso suscrita por el Representante Legal de la Entidad Territorial mediante la cual se compromete a gestionar los recursos necesarios requeridos para la infraestructura de alumbrado público.

(Decreto 1123 de 2008, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.4. ***Priorización de los planes, programas o proyectos.*** Una vez se verifique el cumplimiento de los requisitos establecidos en este decreto y en el reglamento, se realizará el procedimiento de priorización de proyectos, teniendo en cuenta los siguientes criterios con los factores de ponderación establecidos en cada convocatoria:

1. El menor costo por usuario.

2. El mayor número de usuarios de barrios subnormales incluidos en los proyectos de inversión de normalización realizados enteramente por el Operador de Red.

3. En los casos en que el Ministerio de Minas y Energía presente zonas prioritarias se dará especial ponderación a los operadores de red que presenten proyectos en dichas zonas.

Parágrafo 1°. La asignación de recursos se realizará según la prioridad establecida de los proyectos.

Parágrafo 2°. Serán gastos elegibles del programa de normalización únicamente el suministro e instalación de las redes de distribución, los transformadores de distribución, las acometidas a las viviendas de los usuarios y los medidores o sistema de medición del consumo. En lo referente al desmonte del material existente a través del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, su costo no podrá superar el tres por ciento (3%) del valor total del proyecto.

(Decreto 1123 de 2008, art. 8º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.5. ***Inversión temporal.*** La administración e inversión temporal de los recursos y rendimientos provenientes del Programa de Normalización de Redes Eléctricas PRONE, estará a cargo de la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Para tales efectos, la mencionada Dirección determinará la cuenta a la que deberán ser girados los recursos del mencionado Programa. Para la administración e inversión de los recursos, la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional los manejará en cuentas independientes de los demás recursos que administre la Dirección, teniendo en cuenta la normatividad que aplique para la inversión de dichos recursos.

(Decreto 1123 de 2008, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.6. ***Responsabilidad sobre los activos.*** Una vez concluidas las obras contempladas, el Operador de Red correspondiente permitirá la energización de los activos, y asumirá la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura construida.

Una vez el Operador de Red haya efectuado la energización de los activos, y hasta que se suscriba entre el Ministerio de Minas y Energía y el Operador de Red un contrato para definir los términos de la propiedad, remuneración y reposición de los activos, estos serán considerados como activos de conexión al Sistema de Distribución Local, SDL, de propiedad de terceros para efectos de su remuneración y responsabilidad en la reposición, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente para estos efectos, el Decreto 388 de 2007 y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente.

(Decreto 1123 de 2008, art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.3.3,3.7. ***Propiedad de los activos.*** Las inversiones con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, tendrán como titular a la Nación - Ministerio de Minas y Energía en proporción a su aporte.

Los activos que se construyan con los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, podrán ser aportados al Operador de Red, con base en los Decretos 387 y 388 de 2007, y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente. Lo anterior de conformidad con lo dispuesto en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007, subrogado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 y aquella norma que la modifique o sustituya.

(Decreto 1123 de 2008, art. 11°)

SECCIÓN 4.
FONDO DE ENERGÍA SOCIAL – FOES

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.1. ***Transferencia de los recursos al FOES.*** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC, una vez calculadas y recaudadas las Rentas de Congestión como producto de las exportaciones de energía eléctrica, girará el ochenta por ciento (80%) de las mismas en forma mensual al Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional, quien realizará el manejo de los recursos del Fondo.

Parágrafo 1. Los rendimientos que genere la administración de los recursos del FOES harán parte del mismo y se utilizarán para lograr el cumplimiento de su objeto.

Parágrafo 2. Este Fondo puede ser financiado con los recursos del Presupuesto General de la Nación, cuando los recursos de las rentas de congestión resulten insuficientes, de acuerdo al resultado de priorización del presupuesto de inversión del sector.

(Decreto 111 de 2012, art. 3º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.2. ***Administración del Fondo.*** El Ministerio de Minas y Energía como administrador del FOES desarrollará las siguientes funciones:

a) Emitir las directrices sobre la administración y manejo de los recursos del FOES de conformidad con lo previsto en la Ley y en este Decreto.

b) Velar por el adecuado y oportuno recaudo y utilización de los recursos del FOES para el cumplimiento de su objeto, sin perjuicio de las funciones asignadas a los órganos de control y vigilancia.

c) Consultar mensualmente la información actualizada sobre las Áreas Especiales y consumos en kWh, reportada por los comercializadores al SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
d) Elaborar anualmente el anteproyecto de presupuesto de ingresos y gastos del Fondo.

e) Gestionar el Programa Anual de Caja -PAC, para la asignación de recursos.

f) Distribuir y solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público la transferencia de los recursos del FOES a los Comercializadores de Energía Eléctrica que atiendan Áreas Especiales.

g) Publicar en la página web de la Entidad, la distribución de los recursos del FOES que se efectúe a los Comercializadores de Energía que atiendan Áreas Especiales.

h) El Ministerio de Minas y Energía o aquella entidad a la que se otorgue tal facultad, efectuará trimestralmente la validación de las conciliaciones del Fondo de Energía Social que deben presentar los Comercializadores conforme a las indicaciones que este establezca.

(Decreto 111 de 2012, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.3. ***Facturación FOES.*** Los Comercializadores deberán detallar en la Factura de Cobro correspondiente al periodo siguiente a aquel en que se reciban efectivamente los recursos, el beneficio FOES como un menor valor de la energía. La factura deberá reflejar: i) los valores utilizados de consumo base de liquidación (kWh) ii) el valor unitario en pesos por kilovatio hora ($/kWh), el cual es calculado por el Ministerio de Minas y Energía. Dichas sumas solo podrán ser aplicadas al consumo efectivamente facturado de energía a los usuarios y no podrá destinarse para consumos mayores al de consumo de subsistencia establecido por la UPME, ni a otros conceptos. *(modificado artículo 1° Decreto 882 de 2012).*

(Decreto 111 de 2012, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4. ***Registro de Áreas Especiales.*** Con el propósito de que los usuarios ubicados en las Áreas Especiales se beneficien de los recursos del FOES, los Comercializadores de Energía Eléctrica deberán registrar mensualmente en el Sistema Único de Información - SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, todas y cada una de las Áreas Especiales que atiendan. El registro deberá contener, por lo menos, los aspectos que se relacionan a continuación:

a) Requisitos para acreditar la existencia de un Área Especial, conforme con las definiciones previstas en el presente Decreto.

b) Consumos de energía en kWh mes que registra el medidor individual de los usuarios.
En el caso de ausencia de medidor el consumo de energía será resultado del aforo por carga individual de los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en cada una de las Áreas Especiales. Si aplicare el esquema diferencial de medición y facturación comunitaria se dará cumplimiento a lo señalado en el literal *b)* del artículo 2.2.3.3.4.1.2 del presente Decreto.

c) El promedio del porcentaje de recaudo de los últimos doce (12) meses de cada Área Especial.

Parágrafo 1. Aquellas Áreas en la que la documentación requerida en el literal a) de este artículo no sea debidamente cargada al Sistema Único de Información, no serán consideradas Áreas Especiales y por lo tanto su información comercial no será tenida en cuenta para la asignación del beneficio.

Parágrafo 2. Los Comercializadores de Energía Eléctrica deberán actualizar anualmente el documento mediante el cual certifican que un Área determinada reúne las características para ser considerada Área Especial y/o que continúa presentando las mismas condiciones, información que podrá ser verificada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Dicho documento deberá ser cargado al SUI dentro del mes siguiente al periodo que comprende la certificación.

Parágrafo 3. Para las Zonas de Difícil Gestión la certificación se efectuará teniendo como base la información validada por el Representante Legal o la Auditoría Externa de Gestión y Resultado, según el caso, correspondiente al año inmediatamente anterior y con corte a 31 de diciembre, y deberá cargarse al SUI dentro de los seis (6) meses siguientes.

Parágrafo 4. Cuando por causas no imputables a la empresa Comercializadora de Energía Eléctrica, la información con la que se cuente en el SUI no permita al Ministerio de Minas y Energía contar con los datos requeridos para la asignación de los recursos, este podrá solicitar dicha información directamente a la empresa, quien deberá aportarla debidamente certificada por el Representante Legal y el Revisor Fiscal cuando haya lugar.

(Decreto 111 de 2012, art. 6°, modificado por el art. 2° del Decreto 1144 de 2013)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.5. ***Determinación de la energía social***. El Ministerio de Minas y Energía calculará mensualmente el monto de los recursos del FOES que asignará a los usuarios ubicados en cada una de las Áreas Especiales y que canalizará a través de los Comercializadores de Energía Eléctrica, aplicados únicamente al consumo individual de energía por usuario y sin que se supere el consumo de subsistencia vigente, de acuerdo con la siguiente metodología:

1. Fórmula aplicable

$$AD_t = Min\ (A_t.\ 46\ \$/kWh)$$

Dónde:

$$A_t = F_t\ /\ (C_{t-1} * P)$$

AD_t aporte definitivo de la energía social por kWh en el mes t

A_t aporte calculado del beneficio de energía social por kWh en el mes t.

F_t saldo de los recursos disponibles apropiados en el presupuesto y el programa anual de caja para energía social en el mes t-1.

C_{t-1} consumo de los usuarios de estratos 1 y 2 ubicados en las Áreas Especiales en el mes t -1 expresado en kWh. Este consumo por usuario estará entre 0 - Consumo de Subsistencia, no debe ser mayor a éste y debe ser reportado mensualmente por los Comercializadores al Sistema Único de Información.

t mes de cálculo del beneficio para C_{t-1}

P factor del consumo de acuerdo con el límite de la demanda nacional

2. De acuerdo con lo anterior, el aporte no puede exceder más de $46/kWh. Si At es mayor o igual a 46, se asignará como aporte definitivo $46 por KWh; Si At es menor que 46, se asigna como aporte definitivo el valor resultante para At.

El aporte definitivo para las Zonas de Difícil Gestión se calculará aplicando la senda de desmonte establecida en el artículo 2.2.3.3.4.6. de este Decreto.

3. El consumo de energía total cubierto por este Fondo no excederá del ocho por ciento (8%) del consumo total de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Para cumplir con esta condición, se comparará mensualmente la cantidad de demanda de energía cubierta por el FOES y el total de demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional, con base en la siguiente fórmula:

$$D_t = (12 \text{ X } C_{t-1}) / (E_{A-1} * 8\%)$$

Dónde:

D_t relación entre el consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales en el mes t y el total de la energía consumida en el Sistema Interconectado Nacional en el año inmediatamente anterior.

C_{t-1} consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales en el mes t-1

A-1 periodo de doce (12) meses contados desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del beneficio

E_{A-1} total de energía consumida en el Sistema Interconectado Nacional, en el Año inmediatamente anterior.

Una vez calculada la relación D_t, el aporte se asigna de la siguiente forma: i) Si D_t es menor o igual a uno (1), se asigna como aporte, A_t en pesos por KWh, previsto en el numeral 1 artículo 2.2.3.3.4.5. del presente artículo. ii) Si **Dt** es mayor que uno (1), se mantiene el nivel del aporte estimado A_t en pesos por kWh pero sólo se aplica a un porcentaje **P** del consumo de cada uno de los usuarios beneficiados, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P - 1 / D_t$$

Parágrafo. El otorgamiento del beneficio FOES consistirá en un valor variable desde cero (O) hasta cuarenta y seis (46) pesos por KWh, del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios beneficiarios, el cual se encuentra supeditado a la disponibilidad de recursos.

(Decreto 111 de 2012, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.6. ***Senda de desmonte***. El Ministerio de Minas y Energía determinará, en desarrollo de lo establecido por el parágrafo 3° del artículo 103 de la ley 1450 de 2011, los porcentajes de senda de desmonte en la aplicación del FOES en las Zonas de Difícil Gestión, en concordancia con la implementación de los planes de reducción de pérdidas reglamentados por la CREG.

(Decreto 111 de 2012, art. 8°)

SUBSECCIÓN 4.1
ESQUEMAS DIFERENCIALES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN ÁREAS O ZONAS ESPECIALES

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,1.1. ***Prestación del servicio en Área Especial.*** Con el objeto de que los usuarios ubicados en las Áreas Especiales de prestación del servicio puedan acceder a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en forma proporcional a su capacidad o disposición de pago, los Operadores de Red y/o los Comercializadores de Energía Eléctrica podrán aplicar uno o varios de los siguientes esquemas diferenciales de prestación del servicio:

a) Medición y facturación comunitaria;

b) Facturación con base en proyecciones de consumo;

c) Pago anticipado o prepago, y

d) Períodos flexibles de facturación.

La aplicación de cada uno de los anteriores esquemas de prestación diferencial se sujetará a lo establecido en los artículos siguientes, sin perjuicio del desarrollo de los esquemas diferenciales que regule la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

(Decreto 111 de 2012, art. 10º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,1.2. ***Medición y facturación comunitaria.*** Para que un Comercializador de Energía Eléctrica pueda efectuar la medición y facturación comunitaria deberá:

a) Instalar a su costo contadores en el punto de conexión a partir del cual se suministra electricidad al Área Especial de Prestación del Servicio;

b) Realizar la facturación al grupo de usuarios a partir de las lecturas de tales contadores;

c) Efectuar a su costo las adecuaciones técnicas y eléctricas que sean del caso con el objeto de aislar el Área Especial, de cualquier otro grupo de usuarios, y

d) Suscribir el acuerdo a que se refiere el artículo 2.2.3.3.4,2.1. por parte de un representante de la empresa, uno de la comunidad que representa al Área Especial y por el alcalde municipal o distrital, según sea el caso.

(Decreto 111 de 2012, art. 11º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,1.3. ***Facturación con base en proyecciones de consumo.*** La proyección de consumos es el mecanismo por medio del cual la medición de la energía consumida por un Suscriptor Individual o Comunitario se realiza con fundamento en las metodologías que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, las cuales se basarán, entre otros aspectos, en las cargas contratadas con cada usuario y los consumos históricos propios o, en su defecto, de usuarios similares.

Parágrafo. La aplicación de la proyección de consumos podrá llevarse a cabo por parte de los Comercializadores de Energía Eléctrica, para lo cual deberán aplicar las disposiciones contenidas en el artículo 133 de la Ley 142 de 1994 en cuanto al abuso de la posición dominante por parte de las empresas.

(Decreto 111 de 2012, art. 12º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,1.4. ***Pago anticipado o prepago.*** Para que los Comercializado res de Energía Eléctrica usen los sistemas de pago anticipado o prepago, para ser aplicados a Suscriptores Individuales o Comunitarios, deberán instalar medidores prepago, cuyo costo deberá ser financiado por la empresa al respectivo usuario.

Parágrafo 1°. Este esquema diferencial aplicará sin perjuicio de las obligaciones derivadas de acuerdos de facturación conjunta suscritos entre prestadores de servicios públicos domiciliarios.

Parágrafo 2°, El pago anticipado que realice el usuario conforme lo previsto en el presente artículo, se aplicará para cubrir hasta en un 10% el valor de la mora, y el saldo para pagar el suministro de la energía.

Parágrafo 3°. La instalación de medidores prepago procederá también cuando así lo solicite cualquier tipo de suscriptor al Comercializador de Energía Eléctrica, evento en el cual el medidor deberá ser sufragado por el respectivo suscriptor.

(Decreto 111 de 2012, art. 13º)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,1.5. ***Periodos flexibles de facturación.*** Por medio del período flexible de facturación, un Comercializador de Energía Eléctrica podrá facturarle, a un Suscriptor Individual o Comunitario que pertenezca a un Área Especial, el servicio público domiciliario de energía eléctrica en forma semanal, quincenal, mensual, bimestral, trimestral, semestral, o cualquier otro período sin que exceda, en todo caso, de seis (6) meses. Igualmente, la empresa podrá pactar con cada usuario individual la periodicidad para la facturación de sus consumos individuales.

El período flexible de facturación no necesariamente debe coincidir con el periodo de medición. Cuando no coincide deberá darse aplicación al esquema de proyección de consumos a que se refiere el artículo 12 del presente Decreto.

Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá las metodologías que se requieran con el objeto de reflejar las variaciones que se presenten en el costo de la actividad de comercialización y demás componentes.

(Decreto 111 de 2012, art. 14º)

SUBSECCIÓN 4.2.
SUSCRIPTOR COMUNITARIO

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.1. ***Acuerdos con Suscriptores Comunitarios.*** Para que un Comercializador de Energía Eléctrica aplique alguno de los esquemas diferenciales mencionados en el artículo de esta disposición, deberá celebrar con un Suscriptor Comunitario un acuerdo que contendrá por lo menos los aspectos que se relacionan a continuación:

a) Forma de efectuar la medición y facturación comunitaria;

b) Determinación del representante del Suscriptor Comunitario y de ser el caso, su remuneración;

c) Duración del acuerdo;

d) Definición de los periodos de continuidad;

e) Formas de pago;

f) De ser el caso, garantías de pago.

Parágrafo. La celebración del acuerdo implica la suscripción de un contrato de servicio público entre el Comercializador de Energía Eléctrica y el Suscriptor Comunitario y por lo tanto sustituye los contratos de condiciones uniformes celebrados por cada usuario, en el evento de que estos existan, sin que por ello pierdan su vigencia. Las condiciones no pactadas en el referido acuerdo, serán suplidas por las contenidas en los contratos de condiciones uniformes en lo que no fuere incompatible con la esencia de los mismos.

(Decreto 111 de 2012, art. 15°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.2. ***Responsabilidades del representante del Suscriptor Comunitario.*** El representante del Suscriptor Comunitario desempeñará una o varias de las siguientes funciones, conforme lo acuerde con el Comercializador de Energía Eléctrica:

a) Leer los medidores individuales de cada uno de los usuarios pertenecientes al Área Especial, en el evento en que dichos equipos de medida existan,

b) Distribuir el valor de la factura comunitaria entre los usuarios pertenecientes al Área Especial, para lo cual tendrá en cuenta la medida individual de cada usuario, en caso de que exista, o en su defecto, la carga instalada de cada uno de ellos o la proyección de consumo, los cuales deberá actualizar mensualmente,

Esta distribución de la diferencia entre la factura comunitaria y la sumatoria de las medidas individuales, se hará de tal forma que no implique un incremento de lo que le corresponde efectivamente pagar a cada uno de los usuarios individualmente considerados,

c) Aplicar los subsidios y recaudar las contribuciones conforme a la ley, en nombre del Comercializador de Energía Eléctrica, para lo cual deberá llevar la información resultante de aplicar los anteriores conceptos,

d) Recaudar de los usuarios pertenecientes al Área Especial, las cuotas partes de la factura comunitaria,

e) Suspender el servicio a los usuarios pertenecientes al Área Especial que no cancelen la cuota parte que les corresponde de la factura comunitaria, de acuerdo con el Operador de Red,

f) Contratar el personal que considere necesario para efectuar su gestión, siempre y cuando dicho personal pertenezca a la misma Área Especial,

g) Trasladar oportunamente las sumas acordadas al Comercializador correspondiente,

h) Proporcionar la información que requiera el Comercializador con destino al control de la gestión del representante del Suscriptor Comunitario o que sea requerida por cualquier entidad con facultades legales para solicitarla,

i) Recibir las peticiones, quejas y reclamos y transmitirlas al Comercializador.

Parágrafo. El Comercializador de Energía Eléctrica brindará sin costo, al representante del Suscriptor Comunitario y al personal que éste contrate, capacitación, así como las herramientas y equipos que requiera para el adecuado cumplimiento de sus funciones.

(Decreto 111 de 2012, art. 16°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.3. ***Responsabilidades del Operador de Red frente a Suscriptores Comunitarios.*** Salvo en los Barrios Subnormales y en los asentamientos humanos que no puedan ser objeto de normalización de acuerdo con la Ley 388 de 1997 y en la demás normatividad aplicable, el Operador de Red que desarrolle su actividad en el Área Especial deberá efectuar la administración, operación, mantenimiento y reposición de los respectivos activos de uso que componen la red de uso general.

En todo caso, el Operador de Red deberá cumplir con los indicadores de calidad que para las Áreas Especiales defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas, los cuales se referirán siempre al Período de Continuidad.

(Decreto 111 de 2012, art. 17°)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.4. ***Planes de Mejoramiento.*** Las Zonas de Difícil Gestión que habiendo sido certificadas y registradas inicialmente en cumplimiento de lo dispuesto por los Decretos Reglamentarios del Fondo de Energía Social adoptado por las Leyes 812 de 2003, 1150 de 2007 y 1450 de 2011, y que durante el periodo anual de certificación a que hace referencia el Parágrafo 3° del Artículo 2.2.3.3.4.4., ya no reúnan las condiciones iniciales, continuarán siendo consideradas Zonas de Difícil Gestión, percibiendo el beneficio FOES en los

términos de este Decreto, siempre y cuando se encuentren cumpliendo con el Plan de Mejoramiento de sus índices de cartera o pérdidas, inicialmente pactado.

Parágrafo 1: El cumplimiento de los Planes de Mejoramiento deberá estar debidamente certificado por la Auditoría Externa de Gestión y Resultado y/o el Representante Legal, según el caso, para efectos del cumplimiento del artículo 2.2.3.3.4.4.

Parágrafo 2: Los Planes de Mejoramiento para las Zonas de Difícil Gestión podrán pactarse para efectos del beneficio del FOES, por un plazo de cuatro (4) años contados a partir del 31 de mayo de 2013, fecha de expedición del Decreto compilado, en el caso de las Zonas actualmente registradas, y de cuatro (4) años contados a partir de la suscripción de los Planes de Mejoramiento para las nuevas Zonas que sean registradas con posterioridad al 31 de mayo de 2013.

(Decreto 1144 de 2013, artículo 4°.)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.5. ***Certificación Zonas de Difícil Gestión.*** En el caso de barrios subnormales que se encuentran en proceso de normalización, sus indicadores de pérdidas y/o cartera podrán ser evaluados para efectos de que una vez normalizados sean certificados como Zonas de Difícil Gestión con la información del año inmediatamente anterior y con corte a 31 de diciembre.

(Decreto 1144 de 2013, artículo 5°.)

ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4,2.6. ***Temporalidad.*** Los esquemas diferenciales de prestación del servicio a que se refiere el artículo 2.2.3.3.4.1.1. del presente Decreto, se seguirán aplicando siempre que cada Área Especial mantenga las condiciones que la llevaron a ser catalogada como tal, o cumpla con los planes de mejoramiento acordados. Para los casos de distribución de pérdidas, éstas se ajustarán en concordancia con los planes de reducción de pérdidas propuestos por el Operador de Red a la CREG, de acuerdo con lo establecido en la Sección 2, referida a las Políticas y Directrices relacionadas con el Aseguramiento de la Cobertura del Servicio de Electricidad y en la Resolución CREG 172 de 2011 o sus modificatorias, e independientemente de que el Plan sea aprobado por el Regulador o de que el Operador de Red decida no aceptarlo.

(Decreto 111 de 2012, art. 18, modificado por el Decreto 1144 de 2013, artículo 6º)

CAPITULO 4.
PROCEDIMIENTO DE AMPARO POLICIVO PARA LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 2.2.3.4.1. ***Amparo Policivo.*** Las Empresas de Servicios Públicos a las cuales les hayan ocupado bienes inmuebles contra su voluntad o sin su consentimiento, o sean afectadas por actos que entorpezcan o amenacen perturbar el ejercicio de sus derechos sobre bienes de su propiedad, o destinados a la prestación de servicios públicos o respecto de aquellos ubicados en zonas declaradas de utilidad pública e interés social, podrán en cualquier tiempo, promover el amparo policivo contemplado en el artículo 29 de la Ley 142 de 1994

con el fin de preservar la situación que existía en el momento en que se produjo la perturbación u obtener la restitución de dichos bienes, sin perjuicio de las acciones que la Ley atribuye a los titulares de derechos reales.

(Decreto 1575 de 2011, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.2. ***Competencia.*** La autoridad competente para conocer del amparo policivo de que trata el artículo 2.2.3.4.1. de este decreto corresponde, en primer orden, al Alcalde o su delegado, con el apoyo de la Policía Nacional.

Parágrafo 1. Cuando la autoridad municipal no se pronuncie dentro de los términos establecidos en el artículo 2.2.3.4.6. de este decreto, a solicitud de la empresa, el Gobernador del Departamento o su delegado, asumirá la competencia, sin perjuicio de las investigaciones disciplinarias a que haya lugar, conforme al Código Disciplinario Único, Ley 734 de 2002.

Parágrafo 2. Cuando el Gobernador del Departamento ante quien se eleve la solicitud, no dé trámite a la misma de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2.2.3.4.6. del presente decreto, el Gobierno Nacional a solicitud de la empresa, a través del Ministerio del Interior y de Justicia, podrá insistir ante el Gobernador frente a la necesidad de dar trámite al amparo solicitado en los términos establecidos en el artículo 29 de la Ley 142 de 1994, sin perjuicio de que dé traslado a las autoridades competentes para que se adelanten las investigaciones disciplinarias pertinentes según lo dispuesto en el Código Disciplinario Único, Ley 734 de 2002.

Parágrafo 3. En los eventos contemplados en los parágrafos anteriores, la empresa deberá adjuntar a la solicitud dirigida al Ministerio del Interior y de Justicia, copia del escrito radicado ante el Alcalde o el Gobernador, según corresponda, y manifestar que ha transcurrido el término establecido en el artículo 2.2.3.4.6. de este decreto sin que los mismos se hayan pronunciado.

(Decreto 1575 de 2011, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.3. ***Conflicto de Competencias.*** Tratándose de la ocupación o perturbación de bienes declarados de utilidad pública e interés social, en los cuales se desarrolle la construcción de proyectos de infraestructura de servicios públicos, que comprendan dos (2) o más municipios de un mismo departamento, la solicitud de amparo podrá ser elevada directamente ante el Gobernador del Departamento o su delegado.

(Decreto 1575 de 2011, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.4. ***Circunstancias de Orden Público.*** Cuando las circunstancias de orden público lo exijan, calificadas por el Ministerio del Interior y de Justicia - Dirección de Gobierno y Gestión Territorial o quien haga sus veces, éste podrá brindar su apoyo a las entidades territoriales para efectos de adelantar el amparo policivo de que trata el presente decreto.

(Decreto 1575 de 2011, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.5. ***De la Solicitud.*** La solicitud de amparo policivo deberá reunir los siguientes requisitos:

1. El nombre del funcionario a quien se dirige.
2. La identificación de quien solicita la protección o amparo policivo.
3. El nombre de la persona o personas en contra de quienes se dirige la acción, si fueren conocidas.
4. La identificación del predio que ha sido objeto de ocupación o perturbación.
5. Las pruebas o elementos que acrediten el interés o derecho para solicitar el amparo.
6. La prueba sumaria de las condiciones y demás circunstancias en que se produce la perturbación u ocupación del bien.

(Decreto 1575 de 2011, art. 5º)

ARTÍCULO 2.2.3.4.6. ***Trámite.*** Dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud de amparo policivo, la autoridad competente deberá avocar conocimiento y verificar el cumplimiento de los requisitos de la solicitud. Si la solicitud no reúne los requisitos de que trata el artículo quinto del presente decreto, se devolverá al interesado al día hábil siguiente para que en el lapso de dos (2) días hábiles los subsane.

En caso de que no se subsanen los requisitos, la autoridad competente se abstendrá de tramitar el amparo y notificará dicha decisión a la empresa mediante fijación en edicto por el término de dos (2) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la determinación.

(Decreto 1575 de 2011, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.4.7. ***Notificación del Amparo Policivo.*** Verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos en el presente decreto, se notificará de la solicitud de amparo policivo a los ocupantes o perturbadores, personalmente o mediante fijación de aviso en la entrada del predio objeto de la protección, o por cualquier medio efectivo de notificación, quienes contarán con el término de tres (3) días hábiles para exhibir y allegar título o prueba legal que justifique su permanencia en el predio.

Transcurrido el plazo señalado en el inciso anterior, la autoridad competente dentro de los tres (3) días hábiles siguientes, mediante resolución motivada, valorará las pruebas y decidirá sobre la procedencia o no del amparo, la cual se dará a conocer a los querellados a más tardar al día hábil siguiente a su expedición, en la forma indicada en el inciso anterior.

(Decreto 1575 de 2011, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.4.8. ***Diligencia de Amparo Policivo.*** En caso de que proceda el amparo, dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la ejecutoria de

la decisión, la autoridad competente, directamente o contando .con el apoyo de la Policía Nacional se desplazará al lugar de los hechos y una vez allí, requerirá a los querellados para que cesen los actos perturbadores y/o desalojen el predio contando para ello, de ser necesario con el apoyo de la fuerza pública, en los términos autorizados por el Código Nacional de Policía y demás normas vigentes; sin perjuicio de la aplicación de las multas de que trata el artículo 29 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo. Ejecutada la decisión, si los querellados realizan nuevamente los actos que dieron origen al amparo, a solicitud de la empresa, la autoridad que lo concedió, requerirá a sus destinatarios para que se cumpla la decisión, salvo que acrediten prueba legal sobreviviente que justifique su permanencia u ocupación.

(Decreto 1575 de 2011, art. 8°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.9. ***Recursos.*** En caso de que se niegue el amparo, la decisión deberá ser notificada a la empresa por edicto que se fijará por el término de tres (3) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente de la determinación. Contra la decisión que niega la solicitud de amparo policivo, procede el recurso de reposición, que deberá ser interpuesto ante el mismo funcionario que la profirió, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la notificación de la decisión. Dicho recurso deberá resolverse en un término que no podrá ser superior a tres (3) días hábiles.

(Decreto 1575 de 2011, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.3.4.10. ***Protección de los Ocupantes o Perturbadores.*** Los ocupantes o perturbadores contra quienes se conceda el amparo policivo contemplado en este decreto, podrán invocar la protección de sus derechos, mediante el ejercicio de las acciones legales pertinentes.

(Decreto 1575 de 2011, art. 10°)

CAPITULO 5
ORGANISMOS

SECCIÓN 1
ASPECTOS RELACIONADOS CON EL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ARTÍCULO 2.2.3.5.1.1. ***Integrantes.*** La representación de las empresas que conforman el Consejo Nacional de Operación se hará a través de personas vinculadas al área técnica u operativa de dichas empresas. En las reuniones del Consejo Nacional de Operación no se permitirá la presencia ni la participación de personas vinculadas al área comercial de las empresas mencionadas.

Parágrafo: Las discusiones y decisiones del Consejo Nacional de operación estarán relacionadas exclusivamente con aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica o sobre aspectos del reglamento de operación, conforme con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 143 de 1994.

(Decreto 2238 de 2009, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.1.2. ***Invitados.*** Serán invitados a las sesiones de los Comités y Subcomités del Consejo Nacional de Operación, el Superintendente Delegado de Energía y Gas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director de la UPME, quienes serán invitados permanentes a las sesiones y podrán delegar su participación en las mismas.

Parágrafo. La participación en las sesiones de los Comités y Subcomités del Consejo Nacional de Operación por parte de los anteriores funcionarios, será con voz pero sin voto y atendiendo a las funciones legales y reglamentarias que se encuentren en cabeza de cada entidad.

(Decreto 2238 de 2009, art. 2°)

SECCIÓN 2
CONSEJO NACIONAL DE TECNICOS ELECTRICISTAS – CONTE

SUBSECCIÓN 2.1
FUNCIONES DEL CONSEJO NACIONAL Y DE LOS CONSEJOS SECCIONALES

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,1.1. ***Funciones del Consejo Nacional.*** Son funciones del Consejo Nacional, además de las establecidas en el artículo 20 de la ley 51 de 1986, las siguientes:

a) Velar por el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que regulan el ejercicio, de las ingenierías eléctrica, mecánica y profesiones afines;

b) Fijar los valores de los derechos y fijar los procedimientos para la expedición de los certificados de matrículas;

c) Establecer los valores de los reembolsos a los consejos seccionales por concepto de la expedición de los certificados de matrícula;

d) Determinar la creación o supresión de consejos profesionales seccionales de conformidad con lo dispuesto en el artículo 19 de la ley51 de 1986;

e) Conocer de las infracciones a las normas éticas, de la cual tenga información; si los hechos materia del proceso disciplinario son constitutivos de delito no querellable, denunciar tal conducta ante las autoridades competentes;

f) Adelantar las investigaciones y los procedimientos para imponer las sanciones por las infracciones que se cometan contra las disposiciones de ética profesional, de conformidad con las normas previstas en este Decreto;

g) El Consejo Nacional podrá ampliar el alcance de las actividades a que se refiere la clasificación prevista en el artículo 1° de la ley 51 de 1986, teniendo en cuenta las características especiales del país;

h) Aprobar su presupuesto y los de los consejos seccionales;

i) Organizar su propia secretaría ejecutiva.

(Decreto 1873 de 1996, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,1.2. ***Facultad del Consejo Nacional.*** El Consejo Nacional, según lo previsto en el ordinal d) del artículo 21 de la ley 51 de 1986, podrá señalar funciones en los consejos seccionales.

(Decreto 1873 de 1996, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,1.3. ***Administración de los fondos recaudados***. Los fondos que se recauden, por concepto de derechos de matrículas y expedición de certificados, serán administrados por la Asociación Colombiana de Ingenieros electricistas, mecánicos, electrónicos y afines, ACIEM, de acuerdo con los procedimientos establecidos por el Consejo Nacional.

(Decreto 1873 de 1996, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,1.4. ***Funciones de los consejos seccionales.*** Son funciones de los consejos seccionales, además de las establecidas en el artículo 21 de la ley 51 de 1986, las siguientes:

a) Adelantar las investigaciones y los procedimientos para imponer las sanciones por las infracciones que se cometan contra las disposiciones de ética profesional, de conformidad con las normas previstas en este Decreto;

b) Expedir los certificados de matrícula de su competencia;

c) Expedir los certificados provisionales que suplen en forma temporal las matrículas profesionales;

d) Organizar sus secretarías ejecutivas de acuerdo con el reglamento dictado por el Consejo Nacional;

e) Denunciar ante las autoridades competentes los hechos materia del proceso disciplinario, que constituyan delitos no querellables;

f) Las demás que le señale la ley 51 de 1986, los decretos reglamentarios y el Consejo Nacional.

(Decreto 1873 de 1996, art. 5°)

SUBSECCIÓN 2.2
MATRÍCULAS PROFESIONALES

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.1. ***Matriculas profesionales.*** Es el acto administrativo mediante el cual se ordena la inscripción de un ingeniero electricista, mecánico o profesional a fin en el registro de ingenieros del Consejo Nacional, y que confiere a dicho ingeniero el derecho a ejercer su profesión en cualquier lugar del país.

(Decreto 1873 de 1996, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.2. ***Certificado de matricula.*** Es el documento que acredita la matrícula profesional de un ingeniero electricista, mecánico o profesional afín.

(Decreto 1873 de 1996, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.3. ***Solicitud de matricula.*** La persona que aspire a obtener la matricula profesional en cualquiera de las profesiones de la ingeniería contempladas en la ley 51 de 1986 deberá presentar, ante el Consejo Seccional que escoja, el formulario de solicitud debidamente diligenciado con la acreditación de las calidades y los documentos que se exigen en la ley 51 de 1986.
El Consejo Nacional elaborará el formulario de solicitud para la obtención de la matrícula profesional, en el que se indicarán la información y los requisitos legales necesarios para la solicitud de la matricula profesional

(Decreto 1873 de 1996, art. 8º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.4. ***Decisión sobre la solicitud de matrícula profesional.*** Estudiada la solicitud y la documentación presentada, el Consejo Seccional, mediante resolución motivada, resolverá la petición de matrícula profesional dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la presentación de la documentación completa.

El Consejo Seccional, podrá ampliar este término hasta por un lapso de treinta (30) días, e informará al interesado el plazo en que adoptará la decisión.

La negativa de la matrícula profesional sólo podrá basarse en la carencia de las condiciones exigidas por la ley 51 de 1986 para el ejercicio de las ingenierías eléctrica, mecánica y profesiones afines.

(Decreto 1873 de 1996, art. 9º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.5. ***Recursos y consulta.*** Contra la decisión sobre la solicitud de matrícula proceden los recursos de reposición y apelación, que se deberán interponer dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación de la decisión.

En todo caso, luego de la expedición de la matrícula profesional, el respectivo Consejo Seccional remitirá toda la actuación y la documentación al Consejo Nacional para la correspondiente confirmación, ya sea por vía de apelación o de consulta.

Recibida una resolución en apelación o consulta por el Consejo Nacional, se resolverá sobre ella en la siguiente reunión ordinaria de éste, de acuerdo con las normas previstas para el efecto en el Libro Primero, Parte Primera del Código Contencioso Administrativo.

Parágrafo. El Consejo Seccional, de conformidad con lo previsto en el inciso 3º del artículo 73 del Código Contencioso Administrativo, podrá en cualquier tiempo revocar el acto por el cual se confiere la matrícula profesional con el fin de corregir simples errores aritméticos o de hecho que no incidan en el sentido de la decisión.

(Decreto 1873 de 1996, art. 10º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.6. ***Inscripción y expedición de certificados***. Una vez confirmada la matrícula profesional, el Consejo Nacional deberá efectuar la inscripción en el registro de ingenieros y el Consejo Seccional correspondiente expedirá el certificado que acredite la matrícula profesional.

(Decreto 1873 de 1996, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.7. ***Ejercicio profesional.*** Todo ingeniero electricista, mecánico o profesional afín deberá colocar, al pie de su nombre o firma, el número de su matrícula y su especialidad en todas las actuaciones profesionales que ejerza.

(Decreto 1873 de 1996, art. 12)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.8. ***Ampliación de la matrícula.*** La persona que tenga matrícula profesional de ingeniero en cualquiera de las profesiones a que se refiere la ley 51 de 1986, y culmine estudios posteriores que le confieran título profesional en otra de dichas profesiones, podrá obtener la ampliación de su matrícula de manera que ésta abarque el conjunto de títulos adquiridos. En este caso se procederá a sustituir la matrícula anterior por otra en la que consten las adiciones.

(Decreto 1873 de 1996, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,2.9. ***Cancelación de la matrícula.*** El Consejo Nacional podrá en todo tiempo, de oficio o a solicitud de cualquier persona, revisar la actuación sobre la matrícula, ordenando su cancelación si se comprueba que se realizó sin el lleno de los requisitos legales, mediante la utilización de información falsa judicialmente declarada o en contravención de las normas previstas en este decreto, de conformidad con el procedimiento señalado en el artículo 74 del Código Contencioso Administrativo.

Parágrafo. Cuando existan graves indicios de la presentación de información falsa para la obtención de la matrícula profesional, el Consejo Nacional denunciará los hechos ante las autoridades competentes.

(Decreto 1873 de 1996, art. 14)

SUBSECCIÓN 2.3.
LICENCIAS ESPECIALES

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,3.1. ***Otorgamiento de licencias especiales.*** El profesional perteneciente a una de las profesiones de la ingeniería a que se refiere la ley 51 de 1986, titulado y domiciliado en el exterior, que celebre contrato con una entidad pública o privada para prestar sus servicios en el país por un tiempo determinado, deberá solicitar una licencia especial ante el Consejo Nacional. Para tal efecto deberá diligenciar y presentar el formulario de solicitud correspondiente.

Estas licencias serán expedidas cuando, según concepto del Consejo Nacional, sea conveniente o necesario el concurso de ese personal, particularmente cuando se trate de especialidades que no existan en el país o que existan en grado muy limitado.

(Decreto 1873 de 1996, art. 15°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,3.2. ***Capacitación de personal colombiano.*** El titular de la licencia especial está obligado a entrenar y capacitar, en su respectiva especialidad, a personal colombiano que esté inscrito en el registro de ingenieros que lleva el Consejo Nacional.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de este requisito, al momento de la solicitud de licencia especial, el interesado deberá otorgar al Consejo Nacional una garantía bancaria o de seguros, expedida por una compañía legalmente constituida en Colombia, hasta por un valor máximo de cien (100) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

En el evento de que no se dé cumplimiento a la obligación de entrenar y capacitar a personal colombiano, el Consejo Nacional hará efectiva la garantía otorgada y procederá a la cancelación de la licencia especial.

(Decreto 1873 de 1996, art. 16)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,3.3. ***Prórroga de la licencia especial.*** En caso de requerirse la ampliación de la licencia especial, por no estar terminado el trabajo para cuya realización se expidió y/o no estar capacitado el personal colombiano, el beneficiario de la licencia especial podrá solicitar, por una sola vez, que se prorrogue el término inicial hasta por seis meses más. El Consejo Nacional decidirá, según su criterio, si accede o no a la solicitud de prórroga.

(Decreto 1873 de 1996, art. 17)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,3.4. ***Validez de la licencia.*** Terminado el trabajo para el cual se otorgó la licencia especial a un ingeniero, éste no podrá dedicarse a ninguna otra labor relacionada con el ejercicio de la ingeniería en el país, salvo que obtenga su matrícula profesional.

(Decreto 1873 de 1996, art. 18)

SUBSECCIÓN 2.4. *DE LA PROFESIÓN DE TÉCNICO ELECTRICISTA*

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,4.1. ***Ejercicio de la Profesión de Técnico Electricista.*** Entiéndase que constituyen ejercicio a nivel medio de la profesión de técnico electricista de que trata el artículo 1 de la Ley 19 de 1990, las siguientes actividades:

a) La colaboración en el estudio, análisis, control técnico y perfeccionamiento de la fabricación de máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos;

b) La preparación de: programas de trabajo, presupuestos de cantidades, costos de los materiales y/o mano de obra, relacionados con máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos para instalaciones eléctricas de producción, distribución y consumo de energía eléctrica;

c) El estudio y análisis para el mantenimiento y reparación de máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos, y construcción y montaje de instalaciones de producción, distribución y consumo de energía eléctrica, y

d) La vigilancia e instrucción a los auxiliares e instaladores, en la ejecución de pruebas, tomas de lecturas, regulación de instrumentos, anotación de observaciones, aseguramiento de condiciones y normas de seguridad, inspección y comprobación del trabajo terminado de instalaciones eléctricas, máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos de producción, distribución y consumo de energía eléctrica.

(Decreto 991 de 1991, Art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,4.2. ***Ejercicio como auxiliar de los ingenieros electricistas de la profesión de técnico electricista.*** Entiéndase que constituye ejercicio como auxiliar de los ingenieros electricistas de la profesión de técnico electricista, de que trata el artículo 1° de la Ley 19 de1990, la realización de actividades y labores relacionadas con el estudio y las aplicaciones de la electricidad que requieren la dirección, coordinación y responsabilidad de ingenieros electricistas.

(Decreto 991 de 1991, Art. 2°)

SUBSECCIÓN 2.5.
CLASES DE MATRÍCULA.

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,5.1. ***Clases de Matriculas.*** El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas -CONTE- otorgará las matrículas a que se refiere el artículo 3° de la Ley 19 de1990, de conformidad con la siguiente clasificación de actividades:

Clase TE1. Técnico en instalaciones eléctricas interiores: a los técnicos electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado al montaje y reparación de circuitos eléctricos de todo tipo de salidas para tomacorrientes, enchufes, salidas para alumbrado, lámparas y luminarias, interruptores, conexiones especiales,

tableros de distribución de circuitos, equipos de medida, protección, control, señalización y servicios auxiliares de instalaciones eléctricas.

Clase TE2. Técnico en bobinados eléctricos y accesorios: a los técnicos electricistas que lleven mando de todo tipo de transformadores eléctricos, motores eléctricos, generadores eléctricos equipo de instalaciones eléctricas y accesorios de instrumentación electrónica industrial.

Clase TE3. Técnico en mantenimiento eléctrico: A los técnicos electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas y accesorios electrónicos industriales, relacionados con la instrumentación, accionamientos y control de máquinas, equipos y aparatos mecánicos, hidráulicos o neumáticos.

Clase TE4. Técnico en electricidad industrial: A los técnicos electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la fabricación, construcción y montaje de: transformadores eléctricos, motores eléctricos, generadores eléctricos, baterías, equipo eléctrico y accesorios electrónicos de medida, protección, maniobra, control automático, interrupción, señalización, variación de velocidad, compensación reactiva, dispositivos relevadores; así también para subestaciones capsuladas, armarios de contadores, tableros de protección y distribución de circuitos eléctricos, celdas de alta y baja tensión, centros de control de motores eléctricos, tableros de mando eléctrico, señalización, cofres y controles eléctricos especiales.

Clase TE5. Técnico en redes eléctricas: A los técnicos electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la construcción, montaje, conexión, maniobra y mantenimiento de redes eléctricas aéreas y subterráneas, subestaciones eléctricas de distribución y los equipos de protección, medida, control eléctrico y accesorios electrónicos asociados; así como equipos eléctricos y accesorios electrónicos de pequeñas centrales eléctricas.

Clase TE6. Técnico en instalaciones eléctricas especiales: A los técnicos electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado al montaje, conexión, mantenimiento y reparación de equipos eléctricos para instalaciones especiales, tales como electrodomésticos, parque automotor, aeronaves, embarcaciones, telecomunicaciones, telefonía, circuitos cerrados de televisión, alarmas, antenas, centros de cómputo, etc.

Clase AUX. Auxiliar de ingenieros electricistas: A las personas que lleven a cabo la realización de actividades y labores relacionadas con el estudio y las aplicaciones de la electricidad para cuyo ejercicio requieren la dirección, coordinación y responsabilidad de ingenieros electricistas.

Parágrafo. Al expedirse la matrícula correspondiente, deberá especificarse en la misma la especialidad o especialidades para las que se otorga.

(Decreto 991 de 1991, Art. 3º)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,5.2. ***Sustitución de matriculas por reclasificación.*** Las personas que obtengan su matrícula profesional, en cualesquiera de las clasificaciones que se refiere el artículo 2.2.3.5.2.2,5.1. de este Decreto y que

adelanten estudios posteriores que les confieran títulos de otras especialidades o demuestren haberlos hecho con anterioridad, podrán obtener la ampliación de su matrícula, de manera que ésta abarque todo el conjunto de títulos adquiridos. En este caso se procederá a sustituir el documento de la matrícula anterior por uno nuevo en que consten todos los títulos.

(Decreto 991 de 1991, Art. 4°)

SUBSECCIÓN 2.6.
CONSEJO NACIONAL Y COMITÉS SECCIONALES DE TÉCNICOS ELECTRICISTAS.

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,6.1. ***Del representante de las escuelas e institutos técnicos de electricidad.*** El representante de las escuelas e institutos técnicos de electricidad al consejo nacional de técnicos electricistas, a que se refiere el artículo 5° de la Ley 19 de 1990, será seleccionado por el Ministerio de Educación Nacional de la terna presentada por los mencionados centros educativos que funcionen en el país debidamente aprobados por el Gobierno Nacional, dentro de los tres (3) meses anteriores al vencimiento del período de quien este ejerciendo el cargo.

Parágrafo. Transcurrido el término a que se refiere el presente artículo sin que se haya presentado la terna correspondiente, el Ministerio de Educación Nacional procederá a elegir el representante respectivo.

(Decreto 991 de 1991, Art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,6.2. ***De los Comités Seccionales.*** El consejo nacional de técnicos electricistas, teniendo en cuenta las necesidades regionales del país, organizará los comités seccionales de técnicos electricistas cuyas sedes serán las capitales de departamento, y estarán integrados por:

a) Un (1) representante del gobierno seccional;
b) Un (1) representante de las escuelas o institutos técnicos de electricidad debidamente aprobados por el Gobierno, y
c) Dos (2) técnicos electricistas, profesionales y matriculados, nombrados por la Federación Nacional de Técnicos Electricistas "Fenaltec".

Parágrafo. En aquellos departamentos en donde no funcione universidad, escuela o instituto autorizado por el Gobierno para otorgar títulos en electricidad, el representante respectivo será seleccionado por el consejo nacional de técnicos electricistas entre los establecimientos educativos que impartan instrucción en áreas técnicas.

(Decreto 991 de 1991, Art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,6.3. ***Periodo de los miembros.*** El periodo de los miembros del consejo nacional y de los comités seccionales de técnicos electricistas será dedos (2) años, sus cargos serán ejercidos sin remuneración y podrán ser reelegidos por una sola vez para el período siguiente.

(Decreto 991 de 1991, Art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,6.4. ***Funciones de los Comités Seccionales.*** Los comités seccionales de técnicos electricistas ejercerán dentro de su territorio, las mismas funciones del consejo nacional de técnicos electricistas.

(Decreto 991 de 1991, Art. 12)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,6.5. ***Funciones Consejo Nacional de Técnicos Electricistas.*** Para el desarrollo de las funciones públicas asignadas al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas – CONTE por el artículo 4° de la Ley 19 de 1990, modificado por el artículo 35 de la Ley 1264 de 2008, éste deberá:

1. Estudiar, tramitar y expedir las matrículas profesionales de los técnicos electricistas.

2. El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas publicará y mantendrá actualizada en la página web listado completo de las personas que hayan obtenido la matrícula profesional correspondiente y se encuentren habilitadas para el ejercicio de la profesión con el fin de que sea distribuido y conocido ampliamente a los usuarios. En todo caso, dicho listado se mantendrá actualizado para su consulta pública, con la constancia de la vigencia de cada registro y estar disponible a través de medios de comunicación electrónicos.

3. Llevar el registro de los técnicos electricistas matriculados.

4. Adelantar las investigaciones y aplicar las sanciones a que haya lugar por quejas contra los técnicos electricistas por violaciones al Código de Ética.

5. Velar porque se cumplan en el territorio nacional las disposiciones sobre el ejercicio de la profesión de técnico electricista y denunciar ante las autoridades competentes las violaciones que se presenten.

6. Colaborar con las instituciones educativas para el estudio, evaluación y establecimiento de requisitos académicos y programas de estudio con el propósito de elevar el nivel académico de los técnicos electricistas.

7. Fomentar la capacitación y actualización tecnológica de los técnicos electricistas"

(Decreto 991 de 1991, Art. 13)

SUBSECCIÓN 2.7.
PERSONAL EXTRANJERO O DOMICILIADO EN EL EXTERIOR.

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.1. ***De la Licencia Especial***. Los extranjeros o colombianos domiciliados en el exterior que hayan obtenido título en país distinto a Colombia en cualesquiera de las actividades clasificadas en el artículo 2.2.3.5.2.2,5.1 de este Decreto deberán, para prestar sus servicios profesionales

por tiempo definido o período fijo mayor de seis (6) meses y menor de dos (2) años, formular a través de su empleador la solicitud de prescindencia de la matrícula y de expedición de Licencia Especial para ejercer en el país al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, el cual, dentro de los ocho (8) días siguientes al recibo de la documentación, la estudiará y remitirá al Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo. A la solicitud a que se refiere el presente artículo, deberá anexarse:

a) Fotocopia de los respectivos títulos, debidamente autenticados por el Cónsul colombiano y con traducción oficial;

b) Información sobre las actividades que va realizar en el país.

(Decreto 991 de 1991, Art. 14)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.2. ***Homologación de Títulos obtenidos en el extranjero.*** Para la prestación de servicios por períodos superiores a dos (2) años, las personas señaladas en el artículo anterior deberán obtener previamente la homologación del título por parte del Ministerio de Educación Nacional o el Instituto Colombiano para el fomento de la Educación Superior ICFES y la matrícula para ejercer la profesión de Técnico Electricista les será expedida por el Ministerio de Minas y Energía con sujeción a lo establecido por el artículo 5° del presente Decreto.

(Decreto 991 de 1991, Art. 15)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.3. ***De la no exigencia de matrícula.*** La prestación de los servicios profesionales por términos menores de seis (6) meses, no requiere el trámite de Licencia Especial.

(Decreto 991 de 1991, Art. 16)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.4. ***Nombramiento en cargos públicos.*** A partir de la vigencia del presente Decreto la Nación, los departamentos y los municipios, así como sus entidades descentralizadas, determinarán cuáles son los cargos que requieren ser ejercidos por Técnicos Electricistas y, para tomar posesión de los mismos, deberá presentarse la correspondiente matrícula de Técnico Electricista.

(Decreto 991 de 1991, Art. 17)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.5. ***Inscripción en entidades públicas.*** Los Técnicos Electricistas con matrícula vigente, podrán inscribirse como tales ante la Nación, los departamentos y los municipios, así como sus entidades descentralizadas, para ejecutar obras eléctricas que correspondan a las actividades determinadas en la respectiva matrícula profesional.

(Decreto 991 de 1991, Art. 18)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.6. Los Técnicos Electricistas con matrícula vigente y debidamente inscritos, calificados y clasificados en los registros de contratistas de las entidades mencionadas en el artículo anterior, previo el trámite establecido en las normas sobre contratación administrativa vigentes, podrán participar en las licitaciones que abran dichas entidades y ser contratados para obras circunscritas a las actividades señaladas en su correspondiente matrícula.

(Decreto 991 de 1991, Art. 19)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.7. En los contratos que se celebren con Técnicos Electricistas como resultado de las licitaciones se impondrá la obligación de encomendar la dirección y ejecución de los trabajos de obras eléctricas a Técnicos Electricistas que posean matrícula en la especialidad requerida. El incumplimiento de esta obligación por parte de los Técnicos Electricistas contratistas será establecido como causal de caducidad administrativa.

(Decreto 991 de 1991, Art. 20)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.8. ***Objeción de trabajos por parte de las electrificadoras.*** Las electrificadoras podrán objetar los trabajos realizados por los Técnicos Electricistas si éstos no cumplen con cualesquiera de los requisitos establecidos en los Reglamentos de Instalaciones o Servicio de las empresas.

Si el Técnico Electricista no realiza las correcciones a las objeciones indicadas por la electrificadora, ésta podrá solicitar al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas la imposición de las sanciones a que haya lugar y oficiará al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas para que se proceda de conformidad con lo establecido en el Código de Ética Profesional.

(Decreto 991 de 1991, Art. 22)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.9. ***Ejercicio ilegal de la profesión.*** No podrán ejercer la profesión de Técnico Electricista, quienes no posean la correspondiente matrícula expedida en la forma establecida en el presente Decreto.

Parágrafo. Se exceptúan de lo establecido en el presente artículo los Ingenieros Electricistas.

(Decreto 991 de 1991, Art. 23)

ARTÍCULO 2.2.3.5.2.2,7.10. ***Disposiciones varias.*** Los recursos para atender los gastos que requieran el Consejo Nacional y los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas para el cumplimiento de las disposiciones del presente Decreto se obtendrán de los fondos que se recauden por concepto de donaciones, aportes y otros recursos que provengan del desarrollo de sus funciones.

(Decreto 991 de 1991, Art. 24)

CAPITULO 6.
ASPECTOS GENERALES DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA

SECCIÓN 1.
DEL ALUMBRADO PÚBLICO

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.1. ***Campo de Aplicación.*** Esta Sección aplica al servicio de alumbrado público y a las actividades que realicen los prestadores de este servicio.

(Decreto 2424 de 2006, art. 1°).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.2. ***Prestación del Servicio.*** Los municipios o distritos son los responsables de la prestación del servicio de alumbrado público. El municipio o distrito lo podrá prestar directa o indirectamente, a través de empresas de servicios públicos domiciliarios u otros prestadores del servicio de alumbrado público.

Parágrafo. Los municipios tienen la obligación de incluir en sus presupuestos los costos de la prestación del servicio de alumbrado público y los ingresos por impuesto de alumbrado público en caso de que se establezca como mecanismo de financiación.
(Decreto 2424 de 2006, art. 4°).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.3. ***Planes de servicio.*** De conformidad con lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 143 de 1994, los municipios y distritos deben elaborar un plan anual del servicio de alumbrado público que contemple entre otros la expansión del mismo, a nivel de factibilidad e ingeniería de detalle, armonizado con el plan de ordenamiento territorial y con los planes de expansión de otros servicios públicos, cumpliendo con las normas técnicas y de uso eficiente de energía que para tal efecto expida el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 2424 de 2006, art. 5°).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.4. ***Régimen de contratación.*** Todos los contratos relacionados con la prestación del servicio de alumbrado público que celebren los municipios o distritos con los prestadores del mismo, se regirán por las disposiciones contenidas en el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, y demás normas que lo modifiquen, adicionen o complementen.

Parágrafo. Los contratos que suscriban los Municipios o distritos, con los prestadores del servicio de alumbrado público, para que estos últimos asuman la prestación del servicio de alumbrado público, o para que sustituyan en la prestación a otra que entre en causal de disolución o liquidación, deben garantizar la continuidad en la ejecución de la expansión con parámetros específicos de calidad y cobertura del servicio de alumbrado público, conforme a lo dispuesto en el artículo anterior.

(Decreto 2424 de 2006, art. 6°).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.5. ***Contratos de suministro de energía.*** Los contratos para el suministro de energía eléctrica con destino al servicio de alumbrado público, deberán cumplir con la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para el efecto. En todo caso, en los contratos de suministro de energía, se deberá garantizar la libre concurrencia de los oferentes en igualdad de condiciones.

(Decreto 2424 de 2006, art. 7º).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.6. ***Regulación Económica del Servicio.*** De conformidad con lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, corresponderá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, regular los aspectos económicos de la prestación del servicio de alumbrado público.

(Decreto 2424 de 2006, art. 8º).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.7. ***Cobro del costo del servicio.*** Los municipios o distritos que hayan establecido el impuesto de alumbrado público podrán cobrarlo en las facturas de los servicios públicos, únicamente cuanto este equivalga al valor del costo en que incurre por la prestación del mismo. La remuneración de los prestadores del servicio de alumbrado público deberá estar basada en costos eficientes y podrá pagarse con cargo al impuesto sobre el servicio de alumbrado público que fijen los municipios o distritos.

(Decreto 2424 de 2006, art. 9º).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.8. ***Metodología para la determinación de Costos Máximos.*** Con base en lo dispuesto en los Literales c) y e) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá una metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.

Parágrafo. Para el suministro de energía con destino al alumbrado público se podrá adoptar por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG un régimen de libertad de precios o libertad regulada, de acuerdo con las reglas previstas en la Ley 142 de 1994, y demás normas que la modifiquen, adicionen o complementen.

(Decreto 2424 de 2006, art. 10º).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.9. ***Criterios para determinar la Metodología.*** De conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, aplicará los siguientes criterios para definir la metodología a que se hace referencia en el artículo anterior:

1. Eficiencia económica. Se utilizarán costos eficientes para remunerar el servicio.

2. Suficiencia financiera. Se garantizará la recuperación de los costos y gastos de la actividad, incluyendo la reposición, expansión, administración, operación y mantenimiento; y se remunerará la inversión y patrimonio de los accionistas de los prestadores del servicio.

3. Simplicidad: la metodología se elaborará de tal forma que se facilite su cornprensión, aplicación y control.

4. Transparencia. La metodología será explícita y pública para todas las partes involucradas en la prestación del servicio y para los beneficiarios del mismo.

5. Integralidad. Los precios máximos reconocidos tendrán el carácter de integral, en el sentido en que supondrán un nivel de calidad, de acuerdo con los requisitos técnicos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía, y un grado de cobertura del servicio, de acuerdo con los planes de expansión del servicio que haya definido el municipio o distrito.

(Decreto 2424 de 2006, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.10. ***Control, inspección y vigilancia.*** Para efectos de la prestación del servicio de alumbrado público se ejercerán las funciones de control, inspección y vigilancia, teniendo en cuenta las siguientes instancias:

1. Control Técnico. Las interventorías de los contratos de prestación de servicio de alumbrado público además de las obligaciones contenidas en el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, ejercerán un control técnico con sujeción a la normatividad que expida para esos fines el Ministerio de Minas y Energía.

2. Control Social. Para efectos de ejercer el control social establecido en el artículo 62 de la Ley 142 de 1994 los contribuyentes y usuarios del servicio de alumbrado público podrán solicitar información a los prestadores del mismo, a la Contraloría General de la República y a la interventoría. Los municipios o distritos definirán la instancia de control ante la cual se interpongan y tramiten las peticiones, quejas y reclamos de los contribuyentes y usuarios por la prestación del servicio de alumbrado público.

(Decreto 2424 de 2006, art. 12).

ARTÍCULO 2.2.3.6.1.11. ***Funciones del Ministerio de Minas y Energía***. En cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 67 de la Ley 142 de 1994 y 5° del Decreto 381 de 2012, corresponderá al Ministerio de Minas y Energía, ejercer en relación con el servicio de alumbrado público, las siguientes funciones:

1. Expedir los reglamentos técnicos que fijen los requisitos mínimos que deben cumplir los diseños, los soportes, las luminarias y demás equipos que se utilicen en la prestación del servicio de alumbrado público.

2. Recolectar y divulgar directamente o en colaboración con otras entidades públicas y privadas, información sobre nuevas tecnologías y sistemas de medición aplicables al servicio de alumbrado público.

3. Expedir la reglamentación correspondiente al ejercicio de la interventoría en Los contratos de prestación del servicio de alumbrado público.

(Decreto 2424 de 2006, art. 13).

SECCIÓN 2.
DEL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.1. ***Objetivo.*** El objetivo de la presente Sección es reglamentar el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

(Decreto 3683 de 2003, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2. ***Campo de aplicación***. El presente decreto se aplica a toda la cadena de energéticos convencionales y no convencionales del territorio nacional.

(Decreto 3683 de 2003, art. 3°)

SUBSECCIÓN 2.1
ESTRUCTURA INSTITUCIONAL

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.1 ***Gestión del Ministerio de Minas y Energía.*** El Ministerio de Minas y Energía, formulará los lineamientos de las políticas y diseñará los instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas; así como la ejecución de proyectos en Eficiencia Energética en Colombia; para lo cual realizará las gestiones necesarias para definir estrategias comunes con otras entidades de la Rama Ejecutiva que desarrollen funciones relacionadas con el tema de Uso Racional de Energía, con el objetivo de organizar y fortalecer el esquema institucional más adecuado para el cumplimiento de dicha gestión.

(Decreto 3683 de 2003, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.2 ***Comisión Intersectorial.*** Créase la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE, con el fin de asesorar y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas.

Parágrafo. La Comisión Intersectorial será presidida por el Ministro de Minas y Energía o su delegado.

(Decreto 3683 de 2003, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.3 ***Integración*** La Comisión Intersectorial estará integrada por los siguientes miembros permanentes:

a) El Ministro de Minas y Energía o su Delegado.
b) El Ministro de Comercio, Industria y Turismo o su Delegado.
c) El Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible o su Delegado.
d) El Director General del Departamento Nacional de Planeación.
e) El Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas, CREG.
f) El Director del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología "Francisco José de Caldas", Colciencias.
g) El Director del Instituto de Promoción y Planificación de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE".

(Decreto 3683 de 2003, art. 6°, modificado por el Decreto 2688 de 2008 art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.4 ***Secretaría Técnica.*** La Comisión Intersectorial contará con una Secretaría Técnica que será ejercida por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, y tendrá a su cargo la coordinación de las sesiones y los grupos de trabajo, la preparación de documentos y la elaboración de las actas respectivas.

(Decreto 3683 de 2003, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.5 ***Objeto***. La Comisión Intersectorial se constituye como una instancia de asesoría, consulta y apoyo del Ministerio de Minas y Energía, en el desarrollo de las siguientes funciones:

a) Coordinar las políticas del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no Convencionales de Energía que diseñen cada una de las entidades, en el ámbito de su competencia;

b) Impartir orientación superior a las entidades de la rama ejecutiva del poder público, que desarrollen funciones relacionadas con el Uso Racional y Eficiente de Energía y las Fuentes No Convencionales de Energía;

c) Impulsar los programas y proyectos sobre Uso Racional y Eficiente de Energía, Cogeneración y Fuentes No Convencionales de Energía;

d) Impartir lineamientos específicos para el diseño, implementación y seguimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE;

e) Efectuar el seguimiento de las metas, y variables energéticas y económicas que permitan medir el avance en la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE;

f) Coordinar la consecución de recursos nacionales o internacionales para desarrollar los programas y proyectos sobre Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, así como definir las estrategias que permitan la identificación de nuevas fuentes y/o la consolidación de las existentes;

g) Estudiar, recomendar, hacer seguimiento y coordinar con las entidades competentes el otorgamiento de estímulos relacionados con el Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía;

h) Apoyar el desarrollo de programas de eficiencia energética para el transporte de pasajeros en los centros urbanos y para el transporte de carga;

i) Seleccionar a las personas naturales o jurídicas que deban ser galardonadas con la Orden al Mérito URE;

j) La Comisión Intersectorial, además asesorará al Gobierno para la toma de decisiones estratégicas en el contexto de los objetivos de la ley y en condiciones de crisis del sector energético.

Parágrafo. La Comisión de que trata el presente artículo, deberá adoptar su propio reglamento de funcionamiento.

(Decreto 3683 de 2003, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,1.6 ***Sesiones.*** La Comisión Intersectorial se reunirá ordinariamente una (1) vez cada trimestre.

La Comisión podrá deliberar cuando se encuentren presentes por lo menos tres de sus miembros y decidirá con el voto favorable de la mitad más uno de los votos presentes.

(Decreto 3683 de 2003, art. 10°)

SUBSECCION 2.2.
MECANISMO INSTITUCIONAL DE PROMOCIÓN

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.2,2.1. ***Lineamientos generales del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.*** Para el diseño del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta aspectos sociales, ambientales, culturales, informativos, financieros y técnicos, a fin de crear las condiciones del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, según los siguientes criterios:

a) Fomentar la utilización de fuentes energéticas convencionales y no convencionales con criterios de uso racional y eficiente, incluso a través de sistemas de cogeneración;

b) Tener en cuenta que el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, es un elemento contributivo a la competitividad de la economía colombiana;

c) Fomentar una cultura nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Uso de Fuentes No Convencionales de Energía;

d) Generar beneficios reales y una adecuada protección a los consumidores y usuarios;

e) Fomentar la modernización e incorporación de tecnologías y procesos eficientes en la cadena de suministro y uso de los energéticos;

f) Fomentar el uso de energéticos eficientes, económicos y de bajo impacto ambiental.

Parágrafo. Para el diseño del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, el Ministerio de Minas y Energía podrá contar con la participación de los distintos agentes, públicos y privados de cada una de las cadenas energéticas.

(Decreto 3683 de 2003, art. 11°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.2,2.2. ***Alcance de la promoción.*** El alcance de la promoción del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se orientará al desarrollo de las siguientes actividades:

a) Celebrar convenios administrativos con otras entidades que se relacionen con el tema;

b) Convocar a los gremios, universidades, organismos no gubernamentales, y centros de desarrollo tecnológico con el fin de lograr acuerdos para la ejecución de programas del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE;

c) Crear las condiciones para que se desarrollen los convenios y programas PROURE y en general el mercado URE en Colombia;

d) Propender por la utilización del gas natural en el sector residencial, industrial, comercial y vehicular, de manera que se dé cumplimiento a unas metas de demanda, que establecerá el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, para ser logradas en forma gradual;

e) Impulsar estrategias que permitan la prestación de servicios energéticos por parte de las empresas de servicios públicos y el surgimiento de empresas de servicios energéticos;

f) Promover esquemas sostenibles que permitan el surgimiento y fortalecimiento de entidades ejecutoras de proyectos de Uso Racional y Eficiente de Energía;

g) Promover la constitución de fondos voluntarios y celebrar acuerdos de la misma naturaleza con la industria, las empresas de servicios públicos, los gremios, las entidades de cooperación internacional y otras para el desarrollo de programas y actividades de apoyo al cumplimiento de los objetivos de la ley;

h) Las demás necesarias para el logro de la promoción del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía diseñará un programa acompañado de proyectos piloto para la promoción de fuentes renovables en las Zonas No Interconectadas, ZNI, para ser presentado ante el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI. Dichos programas serán prioridad de acuerdo con lo establecido en la Ley 697 de 2001 y harán parte del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.

Parágrafo 2°. Colciencias presentará al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, planes programas y proyectos para la investigación y desarrollo tecnológico de fuentes renovables en las Zonas No Interconectadas, ZNI. Dichos programas serán prioridad de acuerdo con lo establecido en la Ley 697 de 2001 y harán parte del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.

(Decreto 3683 de 2003, art. 12)

SUBSECCIÓN 2.3.
ESTÍMULOS PARA LA INVESTIGACIÓN Y LA EDUCACIÓN

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.2,3.1. ***Estímulos para la investigación.*** Colciencias, a través de los Programas Nacionales del Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología que sean pertinentes, desarrollará estrategias y acciones en conjunto con otras entidades, para crear líneas de investigación y desarrollo tecnológico en el uso racional y eficiente de la energía y/o fuentes no convencionales de energía,

(Decreto 3683 de 2003, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.2,3.2. ***Estímulos para la educación.*** El Icetex implementará el otorgamiento de préstamos a estudiantes de carreras o especializaciones relacionadas con el tema de uso racional y eficiente de la energía y/o fuentes no convencionales de energía.

Así mismo, organizará un sistema de información que contenga la oferta de programas de posgrados nacionales e internacionales en relación con el uso eficiente y racional de la energía y/o fuentes no convencionales de energía.

(Decreto 3683 de 2003, art. 14)

SUBSECCIÓN 2.4.
RECONOCIMIENTOS

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,4.1. ***Creación de la Condecoración al Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales.*** En desarrollo del numeral 3 del artículo 7° de la Ley 697 de 2001, crease la Orden al

Mérito URE para distinguir y estimular a quienes se destaquen por el uso racional y eficiente de la energía.
Esta condecoración se otorgará en las siguientes categorías:

a) Categoría de Oferta Energética: Se otorgará a la persona natural o jurídica que presente el proyecto evaluado como el de mayor impacto positivo en la oferta energética en el país.

b) Categoría Demanda Energética: Se otorgará a la persona natural o jurídica que presente el proyecto evaluado como el de mayor impacto en cuanto a eficiencia de transformación energética que al ponderarlo en un periodo mínimo de un año presente los mayores ahorros de energéticos comercialmente disponibles.

c) Categoría Investigación: Se otorgará a la persona natural o jurídica que presente el proyecto de investigación que sea evaluado como el de mayor contribución al URE en caso de ser implementado, ya sea en cuanto a la oferta energética o en cuanto la demanda energética.

d) Categoría de Enseñanza-Educación: Se otorgará a la Entidad Educativa pública o privada que demuestre el desarrollo de un programa en uso Racional de la Energía y Fuentes de Energía no Convencionales, con los mayores beneficios pedagógicos o de enseñanza para la comunidad".

(Decreto 3683 de 2003, art. 15° modificado por el art. 2, Decreto 2688 de 2008).

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,4.2. ***Requisitos para obtener la distinción.*** Quienes aspiren al título honorífico, Orden al Mérito URE deberán tener en cuenta los lineamientos generales, sociales, ambientales, culturales, financieros y técnicos, con el fin de crear las condiciones del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, según los siguientes criterios:

a) Fomentar la utilización de fuentes energéticas convencionales y no convencionales con criterios de uso racional y eficiente, incluso a través de sistemas de cogeneración.

b) Fomentar una cultura nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Uso de Fuentes No Convencionales de Energía.

c) Generar beneficios reales y una adecuada protección a los consumidores y usuarios.

d) Fomentar la modernización e incorporación de tecnologías y procesos eficientes en la cadena de suministro y uso de los energéticos.

e) Fomentar el uso de energéticos eficientes, económicos y de bajo impacto ambiental.

f) Además deberá manifestar por escrito ser autor de la obra y responder por esa titularidad ante terceros. Cuando se trate de grupos, Centros de Desarrollo Tecnológicos o Instituciones de Investigación, podrán inscribirse ante Colciencias".

(Decreto 3683 de 2003, art. 16°, modificado por el art. 3 Decreto 2688 de 2008).

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,4.3. ***Procedimiento.*** Para el otorgamiento del título honorífico, adoptase el siguiente procedimiento:

a) Con plazo que finaliza el último día hábil del mes de abril, se abrirá anualmente un proceso de inscripción y selección para que las personas que aspiren a obtener el título honorífico, se inscriban ante la UPME especificando la categoría en la cual desean participar, anexando los documentos que demuestren el cumplimiento de los requisitos establecidos en este decreto. El Ministerio de Minas y Energía conocerá con anterioridad a la apertura del proceso, los términos de referencia para el concurso y dictará los lineamientos pertinentes.

b) La unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, con el apoyo de Colciencias, evaluará los proyectos que reúnan los requisitos establecidos en el presente decreto y en los Términos de Referencia y presentará a la CIURE el orden de elegibilidad para que ella presente al Ministro de Minas y Energía, el proyecto o proyectos que se consideren merecedores de la mención honorífica.

c) El Ministro de Minas y Energía, de conformidad con el resultado que entregue la CIURE, propondrá a la Presidencia de la República antes de finalizar el mes de octubre de cada año, el otorgamiento de la condecoración.

d) La Presidencia de la República otorgará la condecoración mediante resolución ejecutiva.

(Decreto 3683 de 2003, art. 17; modificado por el art. 4 Decreto 2688 de 2008).

SUBSECCION 2.5.
MECANISMOS DE FINANCIACION

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,5.1. ***Financiamiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.*** El Ministerio de Minas y Energía, sus Unidades Administrativas Especiales CREG y UPME, en coordinación con las entidades públicas pertinentes, identificarán e implementarán los modelos y fuentes de financiación para la gestión y ejecución del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, y los aplicables a los proyectos de Uso Racional y Eficiente de Energía, URE, y de promoción de energías no convencionales, de conformidad con los lineamientos establecidos en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE.

(Decreto 3683 de 2003, art. 18)

SUBSECCIÓN 2.6.
OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y ENTIDADES DE LA RAMA EJECUTIVA DEL ORDEN NACIONAL

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,6.1. ***Obligaciones de las empresas de servicios públicos.*** Las empresas de servicios públicos que generen, suministren y comercialicen energía eléctrica y gas y realicen programas URE, deberán presentar cada tres (3) años información de los aspectos técnicos y financieros de sus programas URE a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, para su seguimiento, análisis e incorporación en la Planeación Energética Nacional.

(Decreto 3683 de 2003, art. 19)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,6.2. ***Contenido de las facturas del servicio público domiciliario de energía eléctrica y gas.*** Las empresas de servicios públicos que presten servicios de energía eléctrica y gas deberán imprimir en la carátula de recibo de factura o cobro, mensajes motivando el uso racional y eficiente de la energía y sus beneficios con la preservación del medio ambiente.

Parágrafo. De conformidad con el inciso séptimo del artículo 146 de la Ley 142 de 1994, las empresas de energía y gas, podrán incluir el cobro de otros servicios como los servicios energéticos en la factura del servicio público domiciliario respectivo sin que se altere la fórmula tarifaría.

(Decreto 3683 de 2003, art. 20)

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,6.3. ***Obligaciones especiales de las entidades de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional.*** Las entidades de la rama ejecutiva del orden nacional del sector central y descentralizadas por servicios a que hace referencia la Ley 489 de 1998, deberán motivar y fomentar la cultura de Uso Racional y Eficiente de la Energía.

(Decreto 3683 de 2003, art. 21°)

SUBSECCIÓN 2.7
DERECHO DE LOS CONSUMIDORES

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,7.1. ***Derecho de información.*** Con fundamento en el Decreto 381 de 2012 el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las demás autoridades competentes, expedirá los reglamentos técnicos de eficiencia energética que, entre otros aspectos, establecerán las condiciones para el porte de la etiqueta URE de los equipos de uso final de energía, la creación del sello de excelencia energética y las condiciones de comercialización de dichos equipos en lo relacionado con eficiencia energética, con el propósito de proteger los derechos de información de los consumidores.

(Decreto 3683 de 2003, art. 22°)

SUBSECCIÓN 2.8.
DISPOSICIONES FINALES

ARTÍCULO 2.2.3.6.2.2,8.1. ***Inventario de fuentes de energías convencionales y no convencionales.*** La UPME hará un inventario de fuentes de energía convencionales y no convencionales que será tomado como referencia para la formulación y estructuración de planes, programas y proyectos a consideración del Comité de Administración del FAZNI, en todo caso priorizando aquellos que utilicen fuentes no convencionales de energía.

(Decreto 3683 de 2003, art. 24º)

SECCIÓN 3.
MEDIDAS TENDIENTES AL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.1. ***Objeto y campo de aplicación***. En el territorio de la República de Colombia, todos los usuarios del servicio de energía eléctrica sustituirán, conforme a lo dispuesto en el presente decreto, las fuentes de iluminación de baja eficacia lumínica, utilizando las fuentes de iluminación de mayor eficacia lumínica disponibles en el mercado.

El Ministerio de Minas y Energía establecerá mediante resolución los requisitos mínimos de eficacia, vida útil y demás especificaciones técnicas de las fuentes de iluminación que se deben utilizar, de acuerdo con el desarrollo tecnológico y las condiciones de mercado de estos productos.

Parágrafo. Para efectos del presente decreto, se entenderá por eficacia lumínica, la relación entre el flujo luminoso nominal total de la fuente y la potencia eléctrica absorbida por esta (Lúmenes / Vatios) L / W.

(Decreto 3450 de 2008, art. 1º)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.2. ***Prohibición***. No se permitirá en el territorio de la República de Colombia la importación, distribución, comercialización y utilización de fuentes de iluminación de baja eficacia lumínica.

Parágrafo. Solo se permitirá la utilización de fuentes de iluminación de baja eficacia lumínica en los casos excepcionales que establezca el Ministerio de Minas y Energía, previa concertación con la autoridad competente, según la actividad de que se trate.

(Decreto 3450 de 2008, art. 2º)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.3. ***Seguimiento y control.*** El Ministerio de Minas y Energía establecerá los mecanismos de seguimiento y control para el cumplimiento del presente decreto.

(Decreto 3450 de 2008, art. 3º)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.4. ***Recolección y disposición final de los productos sustituidos.*** El manejo de las fuentes lumínicas de desecho o de sus elementos se hará de acuerdo con las normas legales y reglamentarias expedidas por la autoridad competente.

(Decreto 3450 de 2008, art. 4º)

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.5. ***Monitoreo y seguimiento.*** Las entidades públicas reportarán semestralmente al Ministerio de Minas y Energía, en el formato que para tal fin diseñará y publicará el Ministerio, las medidas adoptadas y los logros obtenidos en materia de consumo energético, a efectos de medir el avance del programa de sustitución. El Ministerio de Minas y Energía publicará en su página Web el informe del cumplimiento y el impacto de la medida a nivel nacional.

(Decreto 2331 de 2007, art. 3º, modificado por el art. 3 decreto 895 de 2008).

ARTÍCULO 2.2.3.6.3.6. ***Recolección y disposición final de las luminarias y dispositivos de iluminación.*** El manejo posconsumo de los productos de desecho que contengan residuos o sustancias peligrosas, se hará de acuerdo con las normas legales y reglamentarias expedidas por la autoridad competente.

(Decreto 895 2008, art. 4)

SECCIÓN 4.
PRACTICAS CON FINES DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.1. ***Objetivo y Campo de aplicación.*** Las medidas señaladas en el presente decreto para propiciar el uso racional y eficiente de energía eléctrica se aplicarán, en los siguientes productos y procesos:

1. En los productos utilizados en la transformación de energía eléctrica tanto de fabricación nacional como importados, para su comercialización en Colombia:

   a) Transformadores de potencia y de distribución eléctrica;
   b) Generadores de energía eléctrica.

2. En los productos destinados para el uso final de energía eléctrica, tanto de fabricación nacional como importados, para su comercialización en Colombia, en los siguientes procesos:

   a) Iluminación;
   b) Refrigeración;
   c) Acondicionamiento de aire;
   d) Fuerza motriz;
   f) Calentamiento de agua para uso doméstico;
   g) Calentamiento para cocción.

3. Las edificaciones donde funcionen entidades públicas.

4. Las viviendas de interés social.

5. Los sistemas de alumbrado público.

6. Los sistemas de iluminación de semaforización.

(Decreto 2501 de 2007, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.2. *Reglamento Técnico con fines de Eficiencia Energética.* Los Ministerios de Minas y Energía, y de Comercio, Industria y Turismo, expedirán las normas técnicas para el diseño y porte de etiquetado con fines de uso racional y eficiente de energía eléctrica, aplicable a los productos que se relacionen con los procesos indicados en los numerales 1 y 2 del artículo 2.2.3.6.4.1.de este decreto

(Decreto 2501 de 2007, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.3. *Uso racional y eficiente de Energía Eléctrica en vivienda de interés social.* A partir del tercer año contado desde el 4 de julio de 2007, como requisito para recibir subsidios del Presupuesto Nacional, los constructores de vivienda de interés social y en general aquellas que reciban estos recursos públicos, deberán incorporar en los diseños y en la construcción de la vivienda, aspectos de uso eficiente y racional de energía de conformidad con los parámetros técnicos que para tal efecto establezcan los Ministerios de Minas y Energía, y, Vivienda, Ciudad y Territorio.

(Decreto 2501 de 2007, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.4. *Uso racional y eficiente de Energía Eléctrica en iluminación y alumbrado público.* El Ministerio de Minas y Energía expedirá el reglamento técnico correspondiente al uso racional y eficiente de energía eléctrica en iluminación y alumbrado público.

(Decreto 2501 de 2007, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.5. *Uso racional y eficiente de Energía Eléctrica en semaforización.* El Ministerio de Minas y Energía expedirá la reglamentación técnica correspondiente para que a partir del quinto año de la fecha de expedición del presente decreto, se promueva la utilización de tecnologías de iluminación de mayor eficiencia en los sistemas de semaforización pública, tanto para las instalaciones nuevas como para sus modificaciones.

(Decreto 2501 de 2007, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.6. *Responsabilidad.* La responsabilidad civil, penal, y/o fiscal originada en la inobservancia de las disposiciones contenidas en el presente decreto, será las que determinen las disposiciones legales vigentes.

(Decreto 2501 de 2007, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.7. ***Publicación para observaciones y notificación internacional.*** Para dar cumplimiento al artículo 2.9 del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio, adoptado por Colombia mediante la Ley 170 de 1994, y a las Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones aplicadas, los anteproyectos de Reglamentos Técnicos que se elaboren, se publicarán en las páginas Internet oficiales de los Ministerios de Minas y Energía, y de Comercio, Industria y Turismo y Vivienda, Ciudad y Territorio, para que en esta etapa temprana los sectores y otros interesados puedan formular sus observaciones. Así mismo, los textos de los proyectos de Reglamentos Técnicos sobre los temas aquí referidos se notificarán internacionalmente, de acuerdo con la legislación vigente y los acuerdos internacionales de los cuales Colombia hace parte.

(Decreto 2501 de 2007, art. 7°)

ARTÍCULO 2.2.3.6.4.8. ***Mención de Honor.*** En desarrollo de lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 7° de la Ley 697 de 2001, se establece como incentivo el otorgamiento de Menciones de Honor a personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, que hayan contribuido con el fomento y promoción del Uso Racional y Eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales.

Dicha mención será otorgada por el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución motivada, previo análisis del aporte o contribución al país

(Decreto 2225 de 2010, art. 1°)

CAPITULO 7.
DE LAS OBRAS DE GENERACION DE ENERGÍA ELECTRICA

ARTÍCULO 2.2.3.7.1. ***Entidades Propietarias.*** Las entidades mencionadas en el artículo 2 de la Ley 56 de 1981 que acometan las obras de que trata el artículo 1 de la misma Ley, deberán reponer o adecuar a su cargo, los bienes de uso público y los bienes fiscales del Estado que por causa de los trabajos desaparezcan, se destruyan o inutilicen total o parcialmente; pero si por fuerza mayor no fuere posible ejecutar dicha reposición o adecuación, pagarán el valor de tales bienes, según avalúo del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

La identificación de la característica de los bienes, su afectación parcial o total, así como el carácter de indispensables que ellos tengan para la nueva estructura regional, serán determinados por el estudio socio-económico de que trata el artículo 6 de la misma Ley.

Las controversias que surjan sobre el carácter de indispensables de los bienes que desaparezcan, se destruyan o se inutilicen por razón de las obras, las dirimirá el Ministerio del ramo al cual correspondan las obras.

(Decreto 2024 de 1982, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2. ***Reposición o adecuación de bienes.*** Las entidades públicas y privadas que adelanten explotaciones de cantera o de minas a cielo abierto, o de minas de aluvión, deberán reponer o adecuar, a su cargo los bienes

de uso público y los de propiedad de los municipios que por causa de los trabajos desaparezcan o se destruyan total o parcialmente, pero si ello fuere posible a juicio del Ministerio de Minas y Energía, deberán pagar el valor de tales bienes, conforme al avalúo que haga el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, sin perjuicio de las obligaciones que señala el Código de Recursos Naturales sobre protección del medio ambiente.

(Decreto 2024 de 1982, art. 2°)

SECCIÓN 1.
IMPUESTOS, COMPENSACIONES Y BENEFICIOS.

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.1. Para efectos del cálculo a que se refiere el parágrafo del artículo 4 de la Ley 56 de 1981, se aplicarán los valores del último avalúo catastral efectuado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi o por la entidad catastral respectiva. En caso de no existir clara delimitación entre las áreas urbanas y rural del municipio de que se trate, tal delimitación corresponderá hacerla al Instituto Geográfico Agustín Codazzi o a la entidad catastral competente en el municipio.

El avalúo catastral de los edificios y vivientes permanentes de que trata el literal b) del mismo artículo 4, será realizado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi o la entidad catastral correspondiente y comprenderá únicamente la construcción, sin tener en cuenta obras de infraestructura tales como acceso, servicios públicos y otras infraestructuras propias de los campamentos.

El impuesto predial de que trata el mismo ordinal b) tendrá vigencia a partir de la inscripción del inmueble en el catastro respectivo, la que deberá hacerse dentro de los seis meses siguientes a la fecha en que se comunique el respectivo avalúo catastral a la entidad propietaria.

(Decreto 2024 de 1982, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.2. ***Compensaciones.*** El reconocimiento de la compensación de que trata el literal a) del artículo 4 de la Ley 56 de 1981 se hará así:

1. Por los inmuebles adquiridos con anterioridad, a partir de la vigencia de la ley, y

2. Por los inmuebles que se adquieran con posterioridad al 5 de octubre de 1981, a partir de la fecha en que por la enajenación a favor de la entidad propietaria se deje de causar el impuesto predial a cargo del vendedor o tradente.

(Decreto 2024 de 1982, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.3. ***Calculo de la compensación.*** Para calcular el monto de la compensación se aplicará el avalúo catastral promedio de que trata el parágrafo del artículo 4 de la Ley 56 de 1981, tanto a los predios rurales como a los urbanos que hayan adquirido la entidad propietaria.

Los avalúos catastrales de los predios adquiridos por la entidad propietaria se revisarán cada vez que se haga revalúo de las propiedades rurales de todo el municipio, para efectos de liquidar la compensación que corresponda al respectivo municipio para el año siguiente.

(Decreto 2024 de 1982, art. 5º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.4. ***Impuesto predial vigente.*** Se entiende por *"impuesto predial vigente"* para efectos del parágrafo del artículo 4 de la Ley 56 de 1981 el que regía el 5 de octubre del mismo año, respecto de las obras en construcción y el que rija en la fecha de la compra del inmueble, para las nuevas obras.

(Decreto 2024 de 1982, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.5. ***Compensaciones previas.*** Cuando con anterioridad a la vigencia de la Ley 56 de 1981 se hayan celebrado convenios entre los municipios y la entidades propietarias de las obras para otorgarle a aquellos compensaciones por razón de las mismas obras mediante fondos de fideicomiso, los saldos no utilizados de esos fondos revertirán a las entidades propietarias a partir del primero (1) de enero de 1983.

(Decreto 2024 de 1982, art. 7º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.6. ***Fondos especiales de inversión.*** Los fondos especiales a que se refiere el Artículo 5 de la Ley 56 de 1981 serán manejados por la respectiva Tesorería Municipal, mediante una cuenta especial que será fiscalizada por la Contraloría del respectivo Departamento o Municipio, si la hubiere.

El Tesorero Municipal expedirá las constancias correspondientes al recibo de los dineros de que trata el citado artículo 5, a favor de la entidad propietaria de la obra y en la misma fecha en que se produzca el pago.

(Decreto 2024 de 1982, art. 8º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.7. ***Obras civiles principales.*** Para los efectos del parágrafo 1 del artículo 5 de la Ley 56 de 1981 se entienden por obras civiles principales:

A. Para centrales hidroeléctricas:

1. La presa principal
2. El sistema de conducción del agua hasta la casa de máquinas
3. La casa de máquinas o sea el edificio que aloja los equipos generadores, denominada también caverna de máquinas en el caso de centrales subterráneas
4. Los túneles o conductos de descarga del agua turbinada desde la casa o caverna de máquinas hasta el río.

B. Para centrales termoeléctricas:

Las centrales térmicas son de dos tipos a saber:

1. Turbinas movidas por vapor y

2. Turbinas movidas por gas.

En las del primer tipo las obras civiles principales están constituidas por el edificio principal que aloja los grupos turboalternadores y en las del segundo, están constituidas por las fundaciones en concreto para el soporte de los grupos turboalternadores.

Se excluyen de la denominación de obras civiles principales, tanto en hidroeléctricas como en térmicas, las obras preliminares, auxiliares y secundarias, tales como los estudios, las vías de acceso a las obras principales, excavaciones, conducciones de los combustibles, línea de energía para la construcción, vivienda para el personal y todas las demás obras no descritas expresamente como obras civiles principales en este artículo.

La licitación podrá hacerse para todas las obras civiles principales o para una o varias de ellas. La fecha para el pago del primer contado del que habla el parágrafo primero del artículo 5 de la Ley 56 de 1981, será la fecha de la apertura de la primera licitación, cuando las obras se liciten por partes.

(Decreto 2024 de 1982, art. 9°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.8. ***Adquisición de predios en varias entidades territoriales.*** Si los predios se adquieren en forma parcial, los avalúos catastrales que servirán de base para calcular el monto del pago de que trata el literal a) del artículo 4 de la Ley 56 de 1981 a favor de los municipios, serán los que proporcionalmente correspondan a las áreas que efectivamente se adquieran y se programen adquirir por las entidades propietarias.

(Decreto 2024 de 1982, art. 10°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.9. ***Reposición de Bienes a favor del Estado.*** Cuando las entidades propietarias hayan ejecutado, mediante convenios con las comunidades afectadas por las obras públicas de que trata el artículo 1 de la Ley 56 de 1981, obras diferentes de las ordenadas por el artículo 3 de la Ley, el costo de estas últimas que haya sido aportado por la entidad propietaria se imputará al valor de su aporte al fondo especial de que trata el artículo 5 de la Ley.

(Decreto 2024 de 1982, art. 11)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.10. ***Fecha de entrada en operación y capacidad instalada.*** Las fechas de iniciación de la operación comercial y de la terminación o cierre de actividades de las centrales de generación eléctrica, serán señaladas por el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución, así como la fijación de la capacidad instalada, para efectos del impuesto de industria y comercio de que trata el literal a) del artículo 7 de la Ley 56 de 1981.

La proporción que de la capacidad instalada de la central corresponda a cada uno de los municipios afectados por las obras de generación eléctrica se determinará por medio de Decreto, en cada caso.

(Decreto 2024 de 1982, art. 13)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.11. ***Impuesto de industria y comercio.*** El impuesto de industria y comercio autorizado por los literales a) y c) del artículo 7 de la Ley 56 de 1981, regirá en cada caso a partir de la vigencia del acuerdo municipal que fije dicho gravamen para las entidades propietarias de las obras de que trata el mismo artículo, siempre y cuando esté en operación comercial la respectiva central de generación eléctrica

(Decreto 2024 de 1982, art. 15)

ARTÍCULO 2.2.3.7.1.12. ***Extensión del impuesto.*** El gravamen de que trata el literal a) del artículo 7 de la Ley 56 de 1981, no se extiende a las entidades que generan energía eléctrica para su consumo propio y no para la venta al público. Tampoco respecto de las pequeñas plantas móviles de generación que presten servicios en las zonas no interconectadas al Sistema Interconectado Nacional.

(Decreto 2024 de 1982, art. 16)

SECCIÓN 2
DISPOSICIONES VARIAS

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.1. ***Soluciones de vivienda y servicios complementarios.*** Las soluciones de vivienda y servicios complementarios para alojar y servir al personal que se emplee en las obras, son las necesarias en el sitio de los trabajos, para el manejo y administración del proyecto por la entidad propietaria y la que requieran los contratistas de las obras para dar alojamiento provisional y los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, salud, educación y recreación al personal empleado en las labores de construcción de acuerdo a los pliegos de condiciones y contratos de la respectiva entidad propietaria.

(Decreto 2024 de 1982, art. 17)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.2. ***Primera Opción de Compra.*** La primera opción de que trata el artículo 9 de la Ley 56 de 1981 se contará desde la fecha de la providencia que declare de utilidad pública la zona del respectivo proyecto.

El término para ejercer la opción de compra se extiende hasta el vencimiento de los seis (6) meses siguientes a la realización del inventario físico y el avalúo de los respectivos predios, conforme al artículo 10 de la Ley 56 de 1981.

Las oficinas de registro de instrumentos públicos darán prelación al registro de las escrituras que se otorguen en favor de la entidad propietaria de las obras y a la expedición de los certificados de registro y tradición que tales entidades soliciten.

Para todo efecto legal se entiende que el procedimiento señalado en el artículo 10 de la Ley 56 de 1981 se aplica solamente a los casos en que los propietarios no lleguen al acuerdo de voluntad con la empresa ejecutora del proyecto, respecto del valor del bien o bienes materia del contrato o de la negociación.

(Decreto 2024 de 1982, art. 18)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.3. ***Comisión Tripartita.*** Para integrar la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981 el representante de la entidad propietaria y el representante del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, serán designados conforme a sus estatutos.

El representante de los propietarios de los predios afectados será nombrado en asamblea de estos últimos, con base en la información del área del respectivo proyecto.

La entidad propietaria de la obra hará la citación para la asamblea, indicando el lugar, el día y la hora, procurando la mayor facilidad para la asistencia de los interesados.

Dicha convocatoria se hará por los medios de comunicación existentes en la región, al menos con un mes de anticipación y mediante aviso en la alcaldía o alcaldias correspondientes.

La asamblea de propietarios será supervigilada por el alcalde respectivo, o por un representante del Ministerio del ramo al cual pertenezcan las obras, quien verificará si los asistentes tienen realmente el carácter de propietarios de los predios afectados, de acuerdo con la lista o censo de estos últimos.

Los propietarios podrán hacerse representar mediante autorización escrita, presentada personalmente ante la alcaldía o ante notario.

Para la elección se requerirá que asistan o estén representados, al menos, la tercera parte de los predios afectados. Si en la primera reunión no se logra dicho quórum, se hará una segunda convocatoria, con antelación no inferior a un (1) mes a la fecha fijada. En esta nueva asamblea la elección se hará con cualquier número plural de asistentes.

La elección de representantes de los propietarios se efectuará por votación directa de los asistentes, siendo elegido aquel que obtenga la mayoría de los votos. En caso de empate en la votación, se escogerá a la suerte entre los candidatos que hubieren obtenido igual número de votos el representante principal y su suplente.

Dentro de los 5 días siguientes a la realización de la asamblea deberá comunicarse al Ministerio respectivo el nombre del representante elegido y de su suplente.

En caso de vacancia del cargo de representante de los propietarios, tanto principal como suplente, el Ministerio del ramo designará interinamente su reemplazo mientras la asamblea de propietarios efectúa la nueva elección, siguiendo los trámites señalados en este artículo para la primera.

El representante de los propietarios elegido en la asamblea o nombrado por el Ministerio, deberá, preferentemente ser propietario o poseedor de uno o varios de los predios afectados.

(Decreto 2024 de 1982, art. 19)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.4. ***Manual de valores unitarios.*** Los valores unitarios que se señalen en el manual de que trata el numeral 2) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán ser aprobados al menos por dos de los tres representantes que integran la comisión.

La aprobación del manual corresponderá al Ministerio de Minas y Energía cuando se trate de obras para generación y transmisión eléctrica, o para explotación de canteras y minas a cielo abierto o minas de aluvión.

Los valores unitarios asignados en el manual tendrán vigencia durante la adquisición de los predios del respectivo proyecto.

Con el manual de precios unitarios la entidad propietaria del proyecto procederá a determinar los avalúos comerciales de los predios, aplicando los valores, normas y procedimientos establecidos en aquél.

(Decreto 2024 de 1982, art. 20)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.5. ***Resolución de conflictos.*** Los conflictos que se presenten entre las partes con motivo de la elaboración del inventario de los bienes que habrán de afectarse por la obra, serán dirimidos por la comisión a solicitud de cualquiera de las partes.

(Decreto 2024 de 1982, art. 21)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.6. ***Sanción por oposición injustificada a la realización del inventario.*** En el caso de que el propietario de un predio afectado por las obras impida o perturbe, sin causal justificativa, la realización del inventario, se hará acreedor a las sanciones que establece la ley. En tal evento podrá omitirse del inventario la firma de aquél.

(Decreto 2024 de 1982, art. 22)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.7. ***Fijación de los honorarios del representante de los propietarios.*** El Ministerio del ramo señalará el monto de la remuneración que corresponde al representante de los propietarios de los predios afectados, por mensualidades vencidas. La entidad propietaria de la obra cancelará directamente al representante la suma establecida.

(Decreto 2024 de 1982, art. 23)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.8. ***Posesión de la Comisión Tripartita.*** Antes de entrar en ejercicio de sus funciones, los miembros de la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán tomar posesión de sus cargos y acreditar que cumplen los requisitos para ello, ante la Secretaría General del Ministerio del ramo, o por delegación de éste, ante la respectiva Gobernación. Ninguna persona podrá simultáneamente representar a los propietarios en dos o más comités de las obras a que se refiere la Ley 56 de 1981.

(Decreto 2024 de 1982, art. 24)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.9. ***Determinación de áreas.*** En la determinación del "área afectada en cada predio" a que se refiere el numeral 3) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se tendrá en cuenta, a juicio de la entidad propietaria de las obras, no sólo los terrenos afectados por condiciones normales de operación, sino las franjas adicionales que pueden requerirse como protección por inundaciones probables o crecientes máximas, protección de taludes o reforestación.

(Decreto 2024 de 1982, art. 25)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.10. ***Reconocimiento de la prima de reubicación familiar.*** La prima de reubicación familiar a que se refiere el numeral 4 del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se reconocerá al jefe de familia que esté ocupando el inmueble al efectuarse el empadronamiento o censo incluido en el estudio económico y social del respectivo proyecto, bien sea que dicho jefe de familia ocupe el inmueble como propietario o como simple poseedor o arrendatario.

Para el reconocimiento de la prima de reubicación familiar el caso de obras en construcción al entrar en vigencia la Ley 56 de 1981, los interesados que no hubieren recibido ningún pago por tal concepto deberán acreditar su derecho por los medios idóneos de prueba.

Para el reconocimiento de la prima de negocio, los interesados deberán aportar las siguientes pruebas:

a) Constancia expedida por la autoridad competente de que el establecimiento funcionaba en el lugar desde antes de la fecha de expedición de la providencia que declare de utilidad pública la zona del proyecto;

b) Copia de la última declaración de renta, presentada con anterioridad a la declaratoria de utilidad pública y en el cual aparezca el negocio como de propiedad del solicitante de la prima y las utilidades producidas por el establecimiento en ese periodo;

c) En el caso de que el establecimiento comercial o industrial sea de ínfima cuantía y el propietario no lo haga figurar en su declaración de renta, o no esté inscrito en las oficinas municipales de Industria y Comercio, la comisión de que trata el Artículo 10 de la Ley 56 de 1981, con base en las probanzas aportadas y en los demás elementos de juicio de que disponga, fijará dentro del manual de valores unitarios la cuantía para el reconocimiento de la prima.
Tendrán derecho a la prima de reubicación familiar además del jefe de familia que habitaba el predio adquirido por la entidad propietaria de las obras, su cónyuge y los hijos que vivían con aquel y bajo su dependencia económica. Se tendrán como hijos que dependen económicamente de la cabeza familiar quienes en la fecha de la firma de la correspondiente escritura eran menores de edad y quienes no obstante haber alcanzado la mayor edad en la misma fecha, eran estudiantes o inválidos.

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.11. ***Avalúo.*** El avalúo de los inmuebles afectados por las obras, deberá ajustarse al inventario suscrito por las partes, de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981 y por consiguiente, la entidad propietaria no estará obligada a reconocer las adiciones, reformas o mejoras permanentes que no figuren en aquél.

(Decreto 2024 de 1982, art. 28°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.12. ***Programas de electrificación rural y de reforestación.*** Aunque un municipio tenga sólo parte de su territorio dentro de la hoya hidrográfica, se tendrá en cuenta toda el área del municipio para ejecutar los programas de electrificación rural y de reforestación.

Los programas de reforestación y electrificación rural se ejecutarán dando prioridad, dentro de la hoya hidrográfica, a las zonas más cercanas al embalse. En los de reforestación, también se dará prioridad a las zonas donde exista notoria erosión y donde se deban sustituir los cultivos existentes por siembra de bosques, dentro de la hoya hidrográfica o dentro de los municipios que la comprendan.

(Decreto 2024 de 1982, art. 32°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.13. ***Inversión de los recursos excedentes.*** Realizados los programas de reforestación y, en general, de protección de los recursos naturales determinados en el plan de ordenación de la respectiva cuenca hidrográfica, las entidades propietarias de Centrales Hidroeléctricas podrán invertir los recursos excedentes en incrementar los fondos en fideicomiso de que trata la parte final del artículo 31.

(Decreto 2024 de 1982, art. 33°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.14. ***Planes y programas de inversión para protección del medio ambiente.*** Los planes y programas de inversión para protección del medio ambiente, a que están obligadas las Centrales Termoeléctricas conforme al literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, deberán tener en cuenta los efectos nocivos que, accidentalmente, puedan acarrear el transporte de los combustibles desde el sitio de producción hasta la planta.

Parágrafo.- Las entidades propietarias de Centrales Térmicas, harán las inversiones de que trata el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981 en las zonas de producción de los combustibles utilizados para la generación, de acuerdo con las recomendaciones del estudio económico y social.

(Decreto 2024 de 1982, art. 34°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.15. ***Programas de electrificación rural.*** La asignación del otro 2 por ciento del valor de las ventas de energía que las entidades propietarias de plantas generadoras deben hacer, conforme al literal b) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, en programas de electrificación rural, se invertirá en la construcción de nuevas redes y obras necesarias para desarrollar los programas, teniendo en cuenta las prioridades señaladas en el estudio económico y social de que trata el artículo 6 de la misma ley.

(Decreto 2024 de 1982, art. 35°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.16. ***Reforestación y protección de recursos naturales.*** Las inversiones a que se refiere el artículo 13 de la Ley 56 de 1981 se entenderán

cumplidas con la contratación de los respectivos estudios y trabajos y la destinación de la partida correspondiente, por la entidad propietaria.

Los planes de inversiones en reforestación, protección de recursos naturales y del medio ambiente, así como en electrificación rural, serán remitidos por las entidades propietarias de las plantas generadoras de energía eléctrica a las entidades encargadas de emitir concepto y aprobar el estudio ecológico, y a los respectivos gobernadores, intendentes o comisarios para los fines indicados en la citada norma legal.

Parágrafo.- En la liquidación del 4 por ciento correspondiente al año calendario de 1982 se incluirá, a opción de las entidades propietarias de las plantas, lo del tiempo comprendido entre la fecha de la vigencia de la Ley 56 de 1981 y el 31 de diciembre de ese mismo año, para su inversión dentro del año calendario de 1983.

(Decreto 2024 de 1982, art. 36°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.17. ***Inaplicabilidad de la sanción.*** No habrá lugar a la sanción del 50 por ciento contemplada en el artículo 13 de la Ley 56 de 1981 si el incumplimiento en efectuar oportunamente la inversión de que se trata obedece a razones de fuerza mayor, debidamente comprobadas.

(Decreto 2024 de 1982, art. 37°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.2.18. ***Protección de los bienes.*** La protección de los bienes a que se refiere el artículo 15 de la Ley 56 de 1981 la hará efectiva la autoridad competente, por solicitud escrita de la entidad propietaria de los bienes amenazados por invasión, destrucción o perturbación en su uso y goce, o en la debida ejecución de las obras públicas a que ellos se destinan. Esta protección se hará de conformidad con las normas civiles y policivas vigentes.

(Decreto 2024 de 1982, art. 38°)

SECCION 3.
EXPROPIACIONES Y SERVIDUMBRES.

ARTÍCULO 2.2.3.7.3.1. ***Expropiación de bienes.*** Para los efectos señalados en el artículo 18 de la Ley 56 de 1981, entiéndase por decretar la expropiación de los bienes o derechos que sean necesarios, expedir por el Gerente, Director o representante legal de la entidad respectiva, la resolución que singulariza por su ubicación, linderos y propietarios o poseedores inscritos o materiales, los inmuebles afectados por la declaratoria de utilidad pública, para cumplir el requisito que exige el numeral 3 del artículo 399 del Código General del Proceso.

El acto administrativo a que se refiere el aparte segundo del mismo artículo 18 es el que contiene la decisión de la entidad propietaria de iniciar los juicios de expropiación a que haya lugar, por haber fracasado la vía de la negociación directa con los propietarios o poseedores.

Parágrafo.- Se entiende que hay negativa a enajenar cuando el propietario o poseedor del inmueble exige un valor superior a los aprobados en el manual de

que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, o superior al avalúo comercial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, si falta dicho manual.

(Decreto 2024 de 1982, art. 39°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.3.2. ***Trámite del proceso de expropiación.*** De conformidad con lo dispuesto por el artículo 120 del Código General del Proceso, el Juez que conozca del trámite del proceso de expropiación a que se refiere la Ley 56 de 1981, deberá dictar los autos en el término de diez días y las sentencias en el de cuarenta días, contados todos desde que el expediente pase al despacho para tal fin.

Parágrafo.- El retardo del Juez en dictar las providencias anteriores, lo hará incurrir en la falta disciplinaria prevista en el literal a) del artículo 61 del Decreto 052 de 1987, en las normas que lleguen a sustituirlo.

(Decreto 2024 de 1982, art. 40°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.3.3. ***Permisos de acceso.*** Las entidades propietarias a que se refieren los artículos 2 y 7 de la Ley 56 de 1981 que requieran el acceso a predios poseídos por particulares, solicitarán por escrito el permiso de que trata el artículo 33 de la Ley 56 de 1981.
Copia de dicha solicitud será enviada al alcalde municipal respectivo quien deberá conminar al poseedor u ocupante dentro de las 24 horas siguientes a la presentación de la solicitud, si se opone a permitir el acceso, bajo las multas sucesivas autorizadas en el mismo artículo.

Los daños que se ocasionen con motivo de los trabajos que ejecute la entidad propietaria de las obras dentro del predio al cual tuvo acceso, los pagará de acuerdo a los valores señalados en el manual de precios elaborado por la Comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, o por peritos, a falta de dicho manual.

(Decreto 2024 de 1982, art. 42°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.3.4. ***De los aportes.*** Cuando las entidades propietarias hayan ejecutado mediante convenios con las comunidades afectadas por las obras públicas de que trata el artículo 1 de la Ley 56 de 1981, programas de electrificación rural, el costo de éstos que haya sido aprobado por la entidad propietaria se considerará como parte de su aporte por ventas de energía de que trata el literal b) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981.

(Decreto 2024 de 1982, art. 43°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.3.5. ***De las reglamentaciones.*** Las reglamentaciones de la Ley 56 de 1981 relacionadas de manera directa y específica a las obras públicas para acueductos, riegos y regulación de ríos y caudales, se expedirán por decreto separado.

(Decreto 2024 de 1982, art. 44°)

SECCIÓN 4
DECLARACION DE UTILIDAD PÚBLICA

SUBSECCION 1
DE LA PRIMERA OPCIÓN DE COMPRA

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.1. ***De la Primera Opción de Compra.-*** Para efectos de lo señalado en el artículo 9 de la Ley 56 de 1981, la Primera Opción de Compra, corresponde a aquella situación jurídica mediante la cual, los bienes vinculados a la declaratoria de utilidad pública salen del tráfico comercial general, para reservarse exclusivamente a la posibilidad de adquisición por parte de la entidad señalada como propietaria del proyecto en la resolución de declaratoria de utilidad pública.

Parágrafo 1. Una vez transcurridos los dos (2) años de que trata el último inciso del artículo 9 de la Ley 56 de 1981, la Entidad Propietaria del proyecto deberá, dentro del mes siguiente a dicho vencimiento, informar por escrito a las Oficinas de Registro de Instrumentos Públicos, Notarías, Alcaldías e Inspecciones de Policía de los municipios cuyos predios han sido afectados por la declaratoria de utilidad pública, que los mismos no se encuentran limitados por la Primera Opción de Compra.

Parágrafo 2. Si la entidad propietaria del proyecto no da cumplimiento a lo establecido en el parágrafo anterior, las Oficinas de Registro respectivas no estarán obligadas a impedir el ejercicio de los derechos inherentes a los propietarios o poseedores de los predios afectados por la declaratoria.

(Decreto 2444 de 2013, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.2. ***De la documentación necesaria para la Declaratoria de Utilidad Pública.-*** Para efectos del trámite de solicitud de declaratoria de utilidad Pública e interés social prevista en el articulo 17 de la Ley 56 de 1981 relacionada con los planes, proyectos y ejecución de obras para la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, así como las zonas a ellas afectas, se deberá:

1. Radicar la solicitud ante el Ministerio de Minas y Energía, suscrita por el respectivo Representante Legal, acompañándose de:

   1.1 Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio en donde se encuentre registrada la empresa que pretenda adelantar el proyecto eléctrico, el cual deberá contar una vigencia no mayor a un mes a la fecha de radicación.

   1.2 Certificado suscrito por el representante legal de la sociedad propietaria del proyecto, sobre su naturaleza jurídica.

   1.3 Descripción del proyecto tanto en medio físico como en medio electrónico o magnético, indicando nombre del proyecto, justificaciones técnicas, ubicación, municipios afectados, tipo de proyecto, número y potencia de unidades de generación, tipo y kilómetros de líneas, total de hectáreas a declarar de utilidad pública e interés social y su debida

justificación, su estado de construcción, posible fecha de entrada en operación, punto de conexión.

1.4 Certificación de la empresa propietaria en donde se especifique que los predios sobre los que se pretende la declaratoria de utilidad pública e interés social no se superponen con terrenos y zonas afectas a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

1.5 Concepto favorable sobre la viabilidad técnica de la conexión, emitido por parte del Transportador Nacional u Operador de Red a cuyos activos se desee conectar la planta o unidad de generación.

1.6 Información geográfica en medio físico y digital, del área a declarar de utilidad pública, la cual no debe sobreponerse con las áreas a que hace referencia el numeral 2.1.4, anterior, y que deberá referirse al datum oficial adoptado para Colombia (MAGNA-SIRGAS), indicando el origen, en coordenadas planas, para lo cual anexará:

- Archivo shapefile
- Relación de las coordenadas en hoja de cálculo.
- Plano de las áreas debidamente georreferenciado y firmado por el profesional competente, en el cual se incluyan las principales obras del proyecto, tales como captación, casa de máquinas, etc.
- Mapa en el que se ubique el área del proyecto.

1.7 Copia de la matrícula profesional de quien realizó el levantamiento topográfico y/o de quien revisó los planos.

1.8 Certificación en firme expedida por el Ministerio del Interior acerca de la presencia de grupos étnicos en la zona del proyecto a realizarse, con fecha de expedición no mayor de seis (6) meses a la radicación de la solicitud.

1.9 Certificado expedido por el Instituto Colombiano de Desarrollo Rural – INCODER- o de quien haga sus veces, sobre existencia de resguardos indígenas legalmente constituidos y de tierras de propiedad colectiva de grupos étnicos en el área comprendida dentro de las poligonales del proyecto, con fecha de expedición no mayor de seis (6) meses a la radicación de la solicitud.

1.10 Certificación de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas, en la que se indique si sobre el área objeto de influencia del proyecto, se sobrepone un área macrofocalizada y/o microfocalizada por dicha Unidad, o si se ha solicitado por un particular, inclusión en el registro de tierras despojadas o abandonadas forzosamente, que afecte alguno de los predios del mismo.

1.11 En el caso de proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, certificación expedida por la UPME en la que conste que el proyecto a declarar de utilidad pública e interés social, se encuentra inscrito en Segunda Fase en el Registro de Proyectos.

1.12 En el caso de proyectos de transmisión o subtransmisión en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, así como en los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas - ZNI, copia del auto o actos administrativos mediante los cuales la autoridad ambiental decide sobre la alternativa presentada en el Diagnóstico Ambiental de Alternativas o Estudio de Impacto Ambiental, cuando a ello hubiere lugar, o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental.

2. En el evento que la solicitud no observe la totalidad de la documentación anteriormente anotada, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección de Energía Eléctrica, requerirá al peticionario dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha de radicación para que la complete en el término máximo de un (1) mes.

3. Se entenderá que el peticionario ha desistido de su solicitud cuando no satisfaga el requerimiento, por lo cual se le devolverá toda la documentación aportada.

4 Una vez se cuente con la información correspondiente, la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía emitirá concepto técnico, con el fin de que la Oficina Asesora Jurídica de esa cartera efectúe la revisión jurídica pertinente y proceda, si a ello hay lugar, a elaborar el acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social.

(Decreto 2444 de 2013, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.3. ***Del acto de Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social.***- El Gobierno Nacional podrá, mediante resolución ejecutiva, calificar como de utilidad pública e interés social los planes, proyectos y ejecución de obras para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como las zonas a ellos afectas.

Parágrafo 1°. Contra la respectiva providencia no procederá recurso alguno por la vía gubernativa, debiendo comunicarse a las autoridades correspondientes, así como a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Agencia Nacional de Minería y Unidad de Gestión de Restitución de Tierras, para lo de sus respectivas competencias.

Parágrafo 2°. La resolución ejecutiva señalará la entidad facultada para expedir el acto administrativo que decreta la expropiación.

Parágrafo 3°. La entidad propietaria del proyecto deberá, con el fin de evitar limitaciones innecesarias al ejercicio a la propiedad privada, liberar en el menor tiempo posible y ante las respectivas Oficinas de Registro de Instrumentos Públicos y Notarías, las áreas de terreno que no se requieran para la construcción del proyecto declarado de utilidad pública e interés social.

(Decreto 2444 de 2013, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.4. ***Del acto que decreta la expropiación.***- El acto administrativo que decreta la expropiación, requisito de procedibilidad para iniciar el proceso de expropiación a que hace referencia el artículo 399 del

Código General del Proceso (Ley 1564 de 2012), o aquella que la modifique y/o adicione, procederá siempre y cuando haya fracasado la vía de negociación directa con los titulares de los bienes, o cuando estos se nieguen a enajenar o estén incapacitados para hacerlo voluntariamente.

Parágrafo 1°. Cuando se señale al Ministerio de Minas y Energía como entidad facultada para expedir la resolución que ordena la expropiación, la entidad propietaria del proyecto deberá presentar la solicitud de expedición de la misma, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la ocurrencia de las circunstancias mencionadas en el inciso anterior.

Parágrafo 2°. El propietario del proyecto que haya sido facultado para ello, expedirá el acto que ordena la expropiación, dentro del mes siguiente a la presentación de las circunstancias mencionadas en el inciso primero de este artículo.

Parágrafo 3°. Contra la resolución que decreta la expropiación procederá el recurso de reposición en los términos del artículo 74 y subsiguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

(Decreto 2444 de 2013, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.5. ***Término para el inicio del proceso de expropiación.-*** De conformidad con lo previsto por el numeral 2 del artículo 399 de la Ley 1564 de 2012 (Código General del Proceso) o aquella que la modifique y/o adicione, la demanda de expropiación deberá ser presentada dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha en la cual quede en firme la resolución que ordene la expropiación, so pena de que dicha resolución y las inscripciones que se hubieren efectuado en las oficinas de registro de instrumentos públicos pierdan fuerza ejecutoria, sin necesidad de pronunciamiento judicial o administrativo alguno. El registrador deberá cancelar las inscripciones correspondientes, a solicitud de cualquier persona, previa constatación del hecho.

(Decreto 2444 de 2013, art. 5°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.6. ***Autorizaciones ambientales.-*** En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 52 de la Ley 143 de 1994, la empresa propietaria del proyecto deberá adelantar las actuaciones necesarias ante las autoridades ambientales competentes con el objeto de obtener los permisos establecidos en la Ley 99 de 1993 y las normas que la desarrollen, modifiquen o aclaren.

(Decreto 2444 de 2013, art. 6°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.4.7. ***Predios despojados o abandonados forzosamente.-*** En el evento que con posterioridad al pronunciamiento gubernamental se acreditare que alguno o algunos de los predios vinculados a la declaratoria de utilidad pública e interés social ha sido abandonado o despojado forzosamente en los términos de la Ley 1448 de 2011, los funcionarios judiciales competentes, al pronunciarse de manera definitiva sobre la propiedad o posesión del bien, ordenarán las compensaciones pertinentes bajo los lineamientos legales.

Parágrafo. Si dentro de las respectivas actuaciones judiciales no se acreditare por parte de los propietarios o poseedores de los bienes, buena fe exenta de culpa en la adquisición de los predios objeto de la declaratoria de utilidad pública e interés social, quedarán sujetos al resarcimiento del daño que hubiere causado y a la restitución o pago de la compensación a que hace referencia la Ley 1448 de 2011.

(Decreto 2444 de 2013, art. 7°)

SECCIÓN 5.
DE LAS EXPROPIACIONES Y SERVIDUMBRES.

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.1. ***Procesos judiciales.*** Los procesos judiciales que sean necesarios para imponer y hacer efectivo el gravamen de servidumbre pública de conducción de energía eléctrica, serán promovidos, en calidad de demandante, por la entidad de derecho público que haya adoptado el respectivo proyecto y ordenado su ejecución, de acuerdo con los requisitos y el procedimiento, señalados en este Decreto.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 1°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.2. ***De la demanda.*** La demanda se dirigirá contra los titulares de derechos reales principales sobre los respectivos bienes y deberá contener los requisitos establecidos en los artículos 82 y 83 del Código General del Proceso y a ella se adjuntarán solamente, los siguientes documentos:

a) El plano general en el que figure el curso que habrá de seguir la línea de transmisión y distribución de energía eléctrica objeto del proyecto con la demarcación específica del área.

b) El inventario de los daños que se causaren, con el estimativo de su valor realizado por la entidad interesada en forma explicada y discriminada, acompañado del acta elaborada al efecto.

c) El certificado de matrícula inmobiliaria del predio.

Cuando no fuere posible acompañar el certificado de registro de la propiedad y demás derechos reales constituidos sobre los inmuebles objeto de la servidumbre, en la demanda se expresará dicha circunstancia bajo juramento, que se entenderá prestado con la sola presentación de aquélla.

d) El título judicial correspondiente a la suma estimada como indemnización.

e) Los demás anexos de que trata el artículo 84 del Código General del Proceso.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 2°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.3. ***Trámite.*** Los procesos a que se refiere este Decreto seguirán el siguiente trámite:

1. En el auto admisorio de la demanda se ordenará correr traslado de ella al demandado, por el término de tres (3) días y se ordenará la inscripción de la demanda en la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos del lugar de ubicación del inmueble, si esta petición ha sido formulada por el demandante.

2. Cuando el demandante haya manifestado en la demanda la imposibilidad de anexar el certificado del Registrador de Instrumentos Públicos sobre propiedad y demás derechos reales principales, el juez ordenará, en el auto admisorio de la demanda, el emplazamiento de todas las personas que puedan tener derecho a intervenir en el proceso.

   En el edicto emplazatorio se expresará la naturaleza del proceso, el nombre del demandante, del demandado, si se conoce, o la indicación de que se trata de personas indeterminadas y la prevención de que se designará curador ad liten a los emplazados si no comparecen en oportunidad.

   El edicto se fijará por el término de un (1) mes en un lugar visible de la Secretaría y se publicará en un diario de amplia circulación en la localidad, por tres veces, durante el mismo término y por medio de la radiodifusora del lugar, si la hubiere, con intervalos no menores de cinco (5) días.

   Cuando el citado figure en el directorio técnico se enviará a la dirección que allí aparezca, copia del edicto por correo certificado, o con empleado del Juzgado que la entregará a cualquier persona que allí se encuentre o la fijará en la puerta de acceso, según las circunstancias, todo lo cual se hará constar en el expediente, al que se agregarán el edicto, sendos ejemplares del diario y certificación auténtica del administrador de la emisora.

   Transcurridos cinco (5) días a partir de la expiración del término de emplazamiento, el juez designará a los citados un curador ad liten, con quien se surtirá la notificación.

3. Salvo lo dispuesto en el numeral anterior, si dos (2) días después de proferido el auto admisorio de la demanda no se hubiere podido notificar a todos los demandados, el juez de oficio los emplazará por edicto que durará fijado tres (3) días en la Secretaría y se publicará por una vez en un diario de amplia circulación en la localidad y por una radiodifusora si existiere allí, copia de aquél se fijará en la puerta de acceso al inmueble respectivo. Al demandado que no habite ni trabaje en dicho inmueble, pero figure en el directorio telefónico de la misma ciudad, se le remitirá copia del edicto al lugar en él consignado por correo certificado o con empleado del despacho.

   Cumplidas las anteriores formalidades sin que los demandados se presenten en los tres (3) días siguientes, se les designará un curador ad liten a quien se notificará el auto admisorio de la demanda.

4. El juez, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a la presentación de la demanda, practicará una inspección judicial sobre el predio afectado, identificará el inmueble, hará un examen y reconocimiento de la zona objeto

del gravamen y autorizará la ejecución de las obras que de acuerdo con el proyecto sean necesarias para el goce efectivo de la servidumbre.

5. Si la parte demandada no estuviere conforme con el estimativo de los perjuicios, podrá pedir dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del auto admisorio de la demanda que se practique un avalúo de los daños que se causen y se tase la indemnización a que haya lugar por la imposición de la servidumbre.

   El avalúo se practicará por dos peritos escogidos así: Uno de la lista de auxiliares del Tribunal Superior correspondiente y el otro de la lista suministrada con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi. En caso de desacuerdo en el dictamen, se designará un tercer perito escogido de la lista suministrada por el mencionado Instituto, quien dirimirá el asunto.

   Sólo podrán avaluarse las mejoras existentes al momento de notificarse el auto admisorio de la demanda y las efectuadas con posterioridad siempre y cuando sean necesarias para la conservación del inmueble.

6. En estos procesos no pueden proponerse excepciones.

7. Con base en los estimativos, avalúos, inventarios o pruebas que obren en el proceso, el juez dictará sentencia, señalará el monto de la indemnización y ordenará su pago.

   Las indemnizaciones que correspondan a titulares de derechos reales principales, debidamente registrados en el certificado de matrícula inmobiliaria, representados por curador, poseedores o tenedores, se entregarán por el juzgado cuando ellos comparezcan.

8. Si en la sentencia se fija una indemnización mayor que la suma consignada, la entidad demandante deberá consignar la diferencia en favor de los titulares de derechos reales del predio, o de los poseedores. Desde la fecha que recibió la zona objeto de la servidumbre hasta el momento en que deposite el saldo, reconocerá intereses sobre el valor de la diferencia, liquidados según la tasa de interés bancaria corriente en el momento de dictar la sentencia.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 3°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.4. ***De la no exigencia de un requisito.*** El acto administrativo a que se refiere el artículo 18 de la Ley 56 de 1981, no es exigible en los procesos a que se refiere el presente Decreto.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 4°)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.5. ***Remisión de normas.*** Cualquier vacío en las disposiciones anteriores se llenará de acuerdo con las normas del Código General del Proceso.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 5º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.6. ***Régimen aplicable.*** Los procesos sobre servidumbre pública de conducción de energía eléctrica, iniciados antes de la vigencia del Decreto 2580 de 1985, se sujetarán en lo pertinente, a las disposiciones contenidas en este reglamento. No obstante los recursos interpuestos, la práctica de las pruebas decretadas, los términos que hubieren comenzado a correr y las notificaciones que se estén surtiendo, se regirán por las normas vigentes cuando se interpuso el recurso, se decretaron las pruebas, empezó a correr el término, o principió a surtirse la notificación.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 6º)

ARTÍCULO 2.2.3.7.5.7. ***De otras acciones sobre los predios objeto del proceso de servidumbre.*** Quedan a salvo las acciones que tengan los tenedores de los predios materia del proceso, respecto de los titulares de derechos reales principales. Podrán ejercitarse ante la Justicia ordinaria y no suspenderán el curso del proceso de imposición de la servidumbre.

(Decreto No. 2580 de 1985, art. 7º)

TITULO IV
DE LA ENERGÍA NUCLEAR

CAPITULO 1. POLÍTICAS Y DIRECTRICES RELACIONADAS CON LA ENERGÍA NUCLEAR

ARTÍCULO 2.2.4.1.1 El Ministerio de Minas y Energía, formulará y adoptará la política nacional en materia de energía nuclear y de materiales radiactivos, para lo cual dictará las normas y reglamentos para la gestión segura de materiales nucleares y radiactivos en el país.
Parágrafo. En ejercicio de su función de autoridad competente, el Ministerio de Minas y Energía será el encargado de la aplicación del marco legislativo y reglamentario, así como de los tratados, acuerdos y convenios internacionales relacionados con el sector minero-energético y sobre seguridad nuclear, protección física, protección radiológica y salvaguardias.

(Decreto 381 de 2012, artículo 2º numeral 12º y artículo 5º numerales 1º y 16º; Adicionados por el Decreto 1617 de 2013, art. 1º)

TÍTULO V.
DEL SECTOR MINERO

CAPITULO 1. DISPOSICIONES GENERALES

SECCIÓN 1. ASPECTOS TÉCNICOS

Artículo 2.2.5.1.1.1 ***Glosario Técnico Minero.*** El Gobierno Nacional Adoptará para todos los efectos, El "*Glosario Técnico Minero*", el cual será expedido por el Ministerio de Minas y Energía mediante acto administrativo.

El "*Glosario Técnico Minero*" corresponde a una lista de definiciones y términos técnicos en materia minera que serán de obligatorio uso por los particulares y por las autoridades y funcionarios en la elaboración, presentación y expedición de documentos, solicitudes y providencias que se produzcan en las actuaciones.

El "*Glosario Técnico Minero*" servirá para enmarcar el Sistema de Información Minero Colombiano, Simco, dentro de una terminología única para el sector, y a su vez dicho Sistema posibilitará que el Glosario sea consultado y obtenido a partir de la red con el fin de lograr su mayor difusión.

Artículo 2.2.5.1.1.2 ***Requisitos y Especificaciones de Orden Técnico-Minero para la Presentación de Planos.*** Adóptense para todos los efectos, las "*Normas Técnicas Oficiales- Especificaciones Técnicas para la Presentación de Planos y Mapas aplicados a la Minería*", las cuales serán expedidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Las "Normas Técnicas Oficiales-Especificaciones Técnicas para la Presentación de Planos y Mapas aplicados a la Minería", serán de obligatorio uso por parte de los particulares y de las autoridades y funcionarios en la elaboración, presentación y expedición de documentos, solicitudes y providencias que se produzcan en las actuaciones reguladas por la Ley 685 de 2001 y decretos reglamentarios.

Las "Normas Técnicas Oficiales-Especificaciones Técnicas para la Presentación de Planos y Mapas aplicados a la Minería", serán incorporadas al Sistema de Información Minero, con el fin de facilitar su consulta y difusión.

SECCION 2. CATASTRO MINERO COLOMBIANO

Artículo 2.2.5.1.2.1 ***Aspectos del sistema.*** El sistema de radicación de la Agencia Nacional de Minería (ANM), debe tener en cuenta, entre otros aspectos, lo siguiente:

1. Fijar los lineamientos y tiempos dentro de los cuales el usuario minero puede acceder al sistema.

2. Establecer que cada usuario podrá obtener un número de identificación el cual será consecutivo, con el fin de garantizar el derecho de prelación de que trata el artículo 16 del Código de Minas.

3. Señalar un término para que el interesado anexe los documentos que soportan la propuesta de contrato de concesión, de legalización o de autorización temporal ante la Autoridad Minera.

4. Las demás que estime pertinentes con el objeto de organizar la herramienta de radicación que aquí se establece.

Parágrafo. El nuevo sistema deberá proporcionar la constancia de radicación de: (i) Propuestas de contrato de concesión, (ii) solicitudes de legalización, y (iii) autorización temporal; en la constancia se debe incluir la fecha y hora en que el usuario minero ingresó la información al sistema.

(Decreto 1829 de 2012, art 2)

SECCIÓN 3.-SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERA

Artículo 2.2.5.1.3.1. ***Definiciones.*** Para efectos de aplicación de la presente sección, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Autoridades Mineras Delegadas. Son aquellas entidades en las cuales el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo previsto en los artículos 317 y 320 de la Ley 685 de 2001 - Código de Minas, ha delegado algunas funciones de autoridad minera.

Administrador del SIMCO. Para los efectos de esta sección, entiéndase por Administrador del SIMCO al Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien se deleguen las funciones previstas en el Capítulo XXX de la Ley 685 de 2001 y en la presente Sección.

Consejo Asesor de Política Minera. También denominado Consejo Asesor de Política y Normatividad Minera, es un organismo con funciones de carácter consultivo adscrito al Despacho del Ministro de Minas y Energía, de acuerdo con lo previsto en los artículos 343 y 344 de la Ley 685 de 2001, Código de Minas.

DANE. Es el Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

FBM. Es el Formato Básico para Captura de Información Minera que reúne en documento único los requerimientos de información técnica, económica y estadística exigibles a los beneficiarios de títulos mineros.

SIMCO. Es el Sistema de Información Minero Colombiano, que contendrá la información integrada, confiable y oportuna del sector minero colombiano y además suministrará las estadísticas oficiales del sector.

SIMEC-MME. Es el Sistema de Información Minero-Energético de Colombia integrará tres componentes: el Sistema de Información Minero Colombiano

"SIMCO"; el Sistema de Información Eléctrico "SIELCO" y el Sistema de Información de Gas y Petróleo "SIPGCO".

SNIE-DANE. Es Sistema Nacional de Información Estadística que elabora el DANE.
(Decreto 1993 de 2002, Art 1)

Artículo 2.2.5.1.3.2 ***Objeto De la presente sección.*** Por medio de ésta Sección se establece el SIMCO, el cual tendrá por objeto consolidar en un sistema de información el conocimiento de la riqueza del subsuelo en el territorio nacional y los espacios marítimos jurisdiccionales; la información georrefenciada, estadísticas oficiales y documentales del sector de la minería y de su entorno económico y social.

(Decreto 1993 de 2002, Art 2)

Artículo 2.2.5.1.3.3 ***Objetivos del SIMCO***. Serán objetivos del SIMCO los indicados en el artículo 337 de la Ley 685 de 2001, Código de Minas y adicionalmente los siguientes:

a) Constituirse en una herramienta básica para el ejercicio de las funciones del Estado en materia de planeación, dirección, promoción, contratación y seguimiento del sector de minas;

b) Constituirse en un instrumento indispensable para la definición de nuevos proyectos mineros, facilitar la toma de decisiones empresariales y la atracción de la inversión nacional y extranjera al sector;

c) Aportar información que sirva de base para la elaboración de las estadísticas oficiales del sector minero colombiano;

d) Servir de fuente de información para las entidades territoriales, las universidades, usuarios nacionales e internacionales y terceros interesados en el desarrollo del sector minero.

(Decreto 1993 de 2002, Art 3)

Artículo 2.2.5.1.3.4 ***Entidad administradora.*** Corresponde al Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este delegue, elaborar, administrar, mantener y operar el SIMCO, el cual se alimentará de la información proveniente de todas las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, que posean o procesen información confiable relativa a la riqueza minera o a la industria extractiva, para que sea la fuente de información del sector minero Colombiano y de sus estadísticas oficiales, la cual será facilitada a todos los usuarios en forma integrada, confiable y oportuna.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este delegue, diseñará el SIMCO y lo pondrá en funcionamiento dentro del término de dos (2) años contados a partir de 06 de septiembre de 2002.

(Hecho cumplido)

(Decreto 1993 de 2002, Art 4)

Artículo 2.2.5.1.3.5 *Funciones del administrador del SIMCO.* El Administrador del SIMCO, ejercerá las siguientes funciones:

1. Poner en funcionamiento el Sistema de acuerdo con el artículo anterior.

2. Diseñar e implementar el contenido, condiciones y características de la información que los obligados deban suministrar a través del FBM, y velar por el cumplimiento de la obligación de envío de la información al sistema.

3. Establecer metodologías, formatos y procedimientos para solicitar, recibir, clasificar, priorizar y procesar información relacionada con el sector minero provenientes de personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, como también para la entrega de información a los usuarios del SIMCO.

4. Determinar la información técnica, estadística y económica exigible legal y contractualmente que deba requerirse a los beneficiarios de títulos mineros a través del FBM.

5. Velar por el cumplimiento de la obligación de envío de la información al Sistema.

6. Propender por la organización y seguridad de la información documental y magnética que maneje el SIMCO.

7. Establecer mecanismos y criterios para mantener actualizada la información que se les suministre a los usuarios del SIMCO.

8. depurar los archivos documentales del SIMCO, de conformidad con los criterios previstos en la normatividad vigente.

9. Generar estadísticas con base en la información disponible para contribuir a los procesos de planeación y promoción de la industria minera.

10. Estructurar e implementar mecanismos eficientes para la divulgación oportuna de la información.

11. Coordinar con el DANE o la entidad que haga sus veces para garantizar que la información observe normas de calidad y confiabilidad y para que estas contribuyan a la obtención de las estadísticas oficiales del sector minero.

12. Coordinar con las autoridades mineras delegadas para que la información por estas suministradas, bien sea directamente o mediante el sistema de enlaces, observe criterios de calidad y confiabilidad de la información.

13. Coordinar con las autoridades mineras delegadas para que estas recopilen y procesen la información minera dentro de sus jurisdicciones y competencia y la entreguen oportunamente al administrador del SIMCO.

14. Buscar mecanismos de financiación para el desarrollo y mantenimiento del Sistema.

Parágrafo. El administrador del Sistema será responsable de guardar la reserva sobre los documentos que de conformidad con el ordenamiento jurídico gozan de ese carácter.
(Decreto 1993 de 2002, Art 5)

Artículo 2.2.5.1.3.6 ***Apoyo al administrador del SIMCO***. Las entidades públicas del sector minero, adscritas y vinculadas al Ministerio de Minas y Energía, deberán prestar el apoyo que el administrador del SIMCO requiera, a efectos de diseñar y operar los sistemas que sean necesarios para el funcionamiento del mismo.

(Decreto 1993 de 2002, Art 6)

Artículo 2.2.5.1.3.7 ***Diseño del SIMCO***. Al diseñar el SIMCO, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad en quien este delegue, tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

a) Establecer la forma y especificaciones necesarias para que el SIMCO cumpla con los requerimientos de sus diferentes usuarios. Para tal efecto se definirán detalladamente los datos de entrada y salida, archivos y bases de datos y procedimientos para cumplir a satisfacción con las necesidades de los usuarios proporcionando confiabilidad total;

b) Construir e implementar un sistema de información flexible que se adapte a las necesidades del sector de la minería;

c) Facilitar el acceso de los usuarios al sistema, procurando que sus salidas sean claras, comprensibles y ágiles y que satisfagan los requerimientos de información para la toma de decisiones;

d) Promover un sistema de información integral entre las diversas entidades del Estado y otros organismos nacionales e internacionales vía enlaces;

e) Promover la integración de los sistemas de información de las diferentes entidades adscritas y vinculadas al Ministerio de Minas y Energía;

f) Evaluar permanentemente el contenido, funcionamiento y requerimientos tecnológicos del SIMCO.

Parágrafo. La información que se incorpore al SIMCO, se debe organizar, estandarizar y actualizar conforme con sistemas de información idóneos que sean aceptados nacional e internacionalmente, para facilitar su consulta.

(Decreto 1993 de 2002, Art 7)

Artículo 2.2.5.1.3.8. ***Estructura Temática del SIMCO.*** La información obrante en el SIMCO será clasificada como se indica a continuación:

1. Información Georreferenciada. Comprende la información espacial con referencia geográfica.

2. Información Documental. Es un conjunto de documentos que contienen información pertinente en relación con el conocimiento y ubicación de las áreas mineras de interés y otros estudios de carácter técnico-económico, legal, ambiental e institucional.

3. Información Estadística. Comprende la información numérica relacionada con indicadores técnicos, económicos, sociales, ambientales y políticos inherentes a la actividad minera.

(Decreto 1993 de 2002, Art 8)

Artículo 2.2.5.1.3.9. ***Coordinación con otros sistemas de información.*** El SIMCO se articulará y armonizará con sistemas nacionales de información tales como el SNIE-DANE, el SIMEC-MME, entre otros.

(Decreto 1993 de 2002, Art 9)

Artículo 2.2.5.1.3.10 ***Fuentes de información del SIMCO.*** Todas las autoridades que posean información relativa al sector minero, los concesionarios de títulos mineros o los propietarios de minas, tendrán la obligación de suministrar y aportar la información que posean, de acuerdo con lo establecido en los artículos 42, 88, 100, 339, 340 y 341 de la Ley 685 de 2001, Código de Minas.

Parágrafo 1°. Será deber de los particulares concesionarios o los propietarios de minas, colaborar en la actualización del SIMCO en los términos, condiciones y periodicidad que fije el Ministerio de Minas y Energía. La información a suministrarse durante las fases de exploración y explotación deberá orientarse a permitir el conocimiento de la riqueza del subsuelo, el proyecto minero y su desarrollo, como también las estadísticas relacionadas.

Parágrafo 2°. La información que en virtud del presente artículo deben entregar los particulares concesionarios o los propietarios de minas al SIMCO, deberá aportarse en los términos y condiciones que para el efecto determine el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 1993 de 2002, Art 10)

Artículo 2.2.5.1.3.11 ***Información consolidada.*** El SIMCO y la entidad estatal encargada del estudio del subsuelo, divulgarán únicamente información estadística y geológica consolidada y de ninguna manera la información específica proveniente de los beneficiarios de títulos mineros o propietarios de minas.

(Decreto 1993 de 2002, Art 11)

Artículo 2.2.5.1.3.12 ***Gratuidad de información.*** La información obrante en el SIMCO podrá ser consultada en forma gratuita. Sin embargo, cuando el interesado requiera información geológica especializada o de mayor detalle, esta será suministrada por la entidad competente a costa del interesado.

(Decreto 1993 de 2002, Art 12)

Artículo 2.2.5.1.3.13 ***Información de entidades públicas***. Todas las autoridades que posean información relacionada con el subsuelo minero deberán, a solicitud del administrador del SIMCO, suministrarla para que sea consolidada en el Sistema, de conformidad con el artículo 341 de la Ley 685 de 2001.

Parágrafo. Las entidades adscritas y vinculadas al Ministerio de Minas, y Energía y las autoridades que por delegación cumplan funciones mineras, deberán adoptar las medidas necesarias para suministrar, en forma oportuna y bajo los estándares técnicos y tecnológicos apropiados, la información básica que deba ser incorporada al SIMCO, e igualmente garantizar el acceso para que la información que obre en sus sistemas pueda ser consultada a través del SIMCO por los usuarios que la requieran.

(Decreto 1993 de 2002, Art 13)

Artículo 2.2.5.1.3.14 ***Elaboración del Formato Básico Minero.*** El Ministerio de Minas y Energía adoptará el FBM, el cual deberá cumplir con las siguientes funciones:

a) Garantizar el cumplimiento de los objetivos. previstos para el diseño conceptual del SIMCO;

b) Recoger la información dinámica que permita generar estadísticas básicas relacionadas con la actividad minera, con el Producto Interno Bruto (PIB) minero; con indicadores sectoriales y con otra información que el Estado considere básica para efectos de diagnóstico, proyección y planeación del sector;

c) Aportar información que colabore al cumplimiento de las funciones de las diversas entidades públicas del sector minero y estadístico del país.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía adoptará mediante resolución el Formato Básico Para Captura de Información Minera FBM de que trata el presente artículo dentro de los tres (3) meses siguientes al 6 de septiembre de 2002 fecha de la vigencia del decreto compilado.
(Hecho cumplido)

Parágrafo. El FBM podrá ser actualizado por el Ministerio de Minas y Energía por razones justificadas y orientadas siempre a cumplir con los objetivos del SIMCO.

(Decreto 1993 de 2002, Art 14)

Artículo 2.2.5.1.3.15 ***Captura de Información Minera.*** El concesionario minero y los propietarios de minas deberán diligenciar y presentar el FBM a las autoridades mineras delegadas, en los términos condiciones y características que para el efecto determine el Ministerio de Minas y Energía en el acto administrativo que lo adopte.

(Decreto 1993 de 2002, Art 15)

Artículo 2.2.5.1.3.16 ***Del Registro Minero Nacional.*** El Registro Minero Nacional formará parte del SIMCO. Sin embargo, hasta que se adopten las medidas necesarias y el Ministerio de Minas y Energía no disponga otra cosa, el Registro Minero Nacional continuará siendo administrado por Minercol Ltda., o por la entidad que haga sus veces.

(Decreto 1993 de 2002, Art 16)

SECCIÓN 4. ASPECTOS PROCEDIMENTALES

SUBSECCIÓN 4.1. REQUISITOS DE LA PROPUESTA

Artículo 2.2.5.1.3.4,1.1 ***Área libre.*** Se entiende que un área es libre para ser otorgada cuando puede ser ofrecida a proponentes y/o solicitantes, ya sea porque nunca ha sido objeto de propuestas o solicitudes anteriores o porque habiendo sido afectada por un título, solicitud o propuesta anterior, estos ya no se encuentran vigentes y han transcurrido treinta (30) días después de hallarse en firme los actos administrativos de la Autoridad Minera o la sentencia ejecutoriada que impliquen tal libertad. Todo acto administrativo o sentencia ejecutoriada relacionado con los títulos terminados y propuestas rechazadas o desistidas, de concesión, de legalización, de formalización, de minería tradicional, deberá ser publicado en la página electrónica de la Autoridad Minera o en el medio que hiciere sus veces, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su ejecutoria. Así mismo, dentro de este mismo término, deberá inscribirse en el Registro Minero Nacional.

Parágrafo. Las disposiciones contenidas en la presente sección, respecto del término para considerar libre un área, no serán aplicables a las solicitudes de autorización temporal para vía pública, en razón a la prioridad que este tipo de trámites para obras públicas requiere, a fin de que se pueda acceder a los materiales de construcción en forma expedita, conforme al artículo 116 de la Ley 685 de 2001

(Decreto 0935 de 2013, art 1)

Artículo 2.2.5.1.3.4,1.2 ***rechazo de la propuesta***. Una vez presentada la propuesta de contrato de concesión, la omisión en la presentación de alguno de los requisitos establecidos en el artículo 271 y su reglamento, incluyendo los documentos de soporte de la propuesta de contrato de concesión requeridos para la evaluación en el término fijado para remitirlos, dará lugar al rechazo de plano de la propuesta.

(Decreto 0935 de 2013, art 2)

Artículo 2.2.5.1.3.4,1.3 ***Objeciones a la propuesta.*** Si habiéndose reunido todos los requisitos establecidos en el artículo 271 y su reglamento, se presentaren deficiencias en el diligenciamiento de alguno o algunos de ellos, la autoridad minera procederá a objetar la propuesta y a requerir que sea subsanada, conforme a lo dispuesto por el artículo 273 de la Ley 685 de 2001.

(Decreto 0935 de 2013, art 3)

Artículo 2.2.5.1.3.4,1.4 ***Faltas de la propuesta.*** Teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 273, las deficiencias en el diligenciamiento de la propuesta podrán referirse a:

a) No puede identificarse al proponente. Se configura cuando no se proveen la totalidad de los datos necesarios: nombre y documento de identidad para las personas naturales o número de identificación tributaria (NIT) y certificado de existencia y representación legal para las personas jurídicas.

b) No se puede localizar el área o trayecto pedido. Se configura cuando se presenta error en la descripción del área de interés por omisiones o discrepancias en las coordenadas que describen el polígono, no se cuenta con la base topográfica respectiva, el número de hectáreas es incorrecta o el plano no permite identificar el área de interés. También cuando hay error en el señalamiento del municipio, o el departamento de ubicación del área o trayecto solicitado.

c) No se ajusta a los términos de referencia o guías. Se configura cuando el interesado no sigue los lineamientos de los términos de referencia para elaborar su propuesta y no provee la información necesaria para evaluar el contenido económico y técnico de la misma, o cuando en dicha información no se justifica adecuadamente su proyecto exploratorio y el seguimiento de las guías minero-ambientales. Igualmente, cuando esta información no ha sido refrendada por el profesional señalado en el artículo 270 de la Ley 685 de 2001, adicionado por el artículo 1° de la Ley 926 de 2004.

d) No se acompaña de los permisos previos en los casos señalados en el artículo 35 y el área se encuentra en dichas zonas. Este evento se da cuando se requieren permisos en las áreas ocupadas por una obra pública o adscrita a un servicio público.

(Decreto 0935 de 2013, art 4)

CAPITULO 2. CONTRATO DE CONCESIÓN

SECCIÓN 1. CONCESIONES CONCURRENTES

Artículo 2.2.5.2.1.1. ***Objeto.*** En caso de presentarse solicitudes para minerales diferentes que se superpongan totalmente a un título minero que cuente con Programa de Trabajos e Inversiones PTI o Programa de Trabajos y Obras PTO debidamente aprobados, en los que se haya definido claramente el mineral objeto de la explotación, se llevará a cabo la audiencia a que se refiere el artículo 63 del Código de Minas, teniendo en cuenta el procedimiento que se señala en la presente sección.

(Decreto 2653 de 2003, art 1)

Artículo 2.2.5.2.1.2. ***Del estudio de libertad de área***. La autoridad minera competente procederá a estudiar la solicitud a efecto de determinar dentro del concepto de libertad de área si está ante un caso de concesión concurrente de conformidad con lo establecido en el artículo 63 ibídem, caso en el cual, dentro de los diez (10) días siguientes a la emisión de concepto de libertad de área se procederá a designar perito, de conformidad con lo establecido en esta sección y se fijará la fecha y hora para celebrar la audiencia de que trata el mencionado artículo, en un término que no podía ser superior a treinta (30) días.

El perito realizará el estudio del Programa de Trabajos y Obras PTO, o del Programa de Trabajos e Inversiones PTI, según sea el caso, y rendirá su informe técnico debidamente motivado dentro de la audiencia a que se refiere el artículo 63 del Código de Minas y el artículo 2.2.4.2.1.4 de la presente sección.

Parágrafo. En caso de presentarse solicitud de concesión concurrente en una superposición parcial, se procederá a informar al interesado con el fin de que dentro de los diez (10) días siguientes, manifieste si renuncia al área superpuesta. En caso contrario, se adelantará el trámite previsto en el artículo 63 del Código de Minas y en la presente sección.

(Decreto 2653 de 2003, art 2)

Artículo 2.2.5.2.1.3. ***Participantes.*** Participarán en la audiencia de que trata el artículo 63 del Código de Minas:

1. Un funcionario técnico de la autoridad minera competente, quien velará porque la audiencia se desarrolle dando cumplimiento a los términos establecidos en el Código de Minas y en la presente sección.
2. El beneficiario del título minero que cuente con PTI o PTO aprobado.
3. El interesado en el nuevo contrato de concesión.
4. El perito designado para el efecto por la autoridad minera competente, de acuerdo con el procedimiento descrito en la presente sección.

(Decreto 2653 de 2003, art 3)

Artículo 2.2.5.2.1.4 ***Celebración de la audiencia.*** La audiencia de que trata el artículo 63 del Código de Minas, tendrá como único objeto el de establecer si existe interferencia o no entre los trabajos del proponente y los del beneficiario del título minero con PTO o PTI aprobados, según sea el caso. La citada audiencia no tiene por objeto conciliar diferencias jurídicas entre las partes que en ella intervienen.

Llegada la fecha y hora señaladas para llevar a cabo la audiencia, el funcionario de la autoridad minera competente, procederá a la instalación de la misma, indicando el objeto de su realización y haciendo una breve síntesis de los hechos que dieron origen a ella.

Acto seguido, el funcionario de la autoridad minera procederá a dar lectura al dictamen del perito, el cual se entenderá notificado en la audiencia; pudiendo los

intervinientes dentro de la misma presentar las objeciones a que haya lugar de manera sustentada o, solicitar las aclaraciones del caso, evento en el cual el perito deberá resolverlas de forma inmediata, salvo lo dispuesto en el artículo siguiente.

Parágrafo. De todo lo actuado en las diligencias de audiencia se dejará constancia en un acta que será firmada por los intervinientes. En caso de renuencia de alguno de los participantes a firmarla o en el de inasistencia se dejará constancia.

(Decreto 2653 de 2003, art 4)

Artículo 2.2.5.2.1.5 ***Práctica de visita.*** Si de la objeción del dictamen pericial se deriva la necesidad de practicarse una visita al área objeto de la solicitud de concesión concurrente, la autoridad minera competente así lo ordenará en la misma audiencia, fijando día y hora para la realización de la visita técnica, dentro de un término que no podrá ser superior a los diez (10) días siguientes a su celebración.

Dicha visita será realizada por un funcionario técnico de la autoridad minera competente y el perito, pudiendo asistir el proponente y el beneficiario del título minero por sí o por intermedio de apoderado o representante.

(Decreto 2653 de 2003, art 5)

Artículo 2.2.5.2.1.6 ***Reanudación de la audiencia.*** Dentro de los diez (10) días siguientes a la práctica de la visita se señalará el día y hora para reanudar la audiencia de que trata el artículo 2.2.4.2.1.4 da presente sección, en la que se concederá la palabra al perito por una sola vez con el fin de que rinda su dictamen, el cual deberá precisar la compatibilidad o interferencia de las explotaciones.

Concluida la intervención del perito, el funcionario de la autoridad minera competente procederá en forma verbal y motivada a resolver definitivamente sobre la solicitud de concesión concurrente y se continuará con el trámite previsto en la Ley 685 de 2001.

Como resultado de la misma, el funcionario de la autoridad minera competente levantará un acta que deberá ser suscrita por los intervinientes y en la cual quedará una constancia del desarrollo de esta.

(Decreto 2653 de 2003, art 6)

Artículo 2.2.5.2.1.7 ***Peritos.*** Los peritos serán seleccionados por la autoridad minera delegada, de la lista de Geólogos e Ingenieros de Minas, inscritos ante el Consejo Profesional de Geología o ante el Consejo Profesional Nacional de Ingeniería, según sea el caso.

(Decreto 2653 de 2003, art 7)

Artículo 2.2.5.2.1.8 ***Designación y nombramiento de peritos.*** La autoridad minera competente solicitará al Consejo Profesional de Geología o al Consejo Profesional Nacional de Ingeniería, una lista actualizada de los Geólogos o

Ingenieros de Minas inscritos, con domicilio en el departamento donde se encuentre ubicada el área de la solicitud de propuesta interesada en el trámite de la concesión concurrente, o en su defecto, en un departamento vecino o cercano.

De la lista de profesionales suministrada, la autoridad minera delegada procederá a seleccionar por sorteo el profesional que actuará como perito dentro del trámite de la concesión concurrente.

La designación del perito se notificará mediante escrito enviado a la dirección que figure en la lista suministrada por el Consejo Profesional de Geologia o por el Consejo Profesional Nacional de Ingeniería, según sea el caso. Copia del acto de designación del perito y de la constancia de envío del mismo por correo certificado, se agregará a los expedientes mineros del proponente y del beneficiario del título minero.

Parágrafo 1°. Dentro de los 5 días siguientes al envío de la comunicación de designación de que trata este artículo, el perito deberá manifestar a través de escrito, en forma expresa y clara su aceptación o no al cargo.

Dentro de los dos días siguientes a la aceptación, el perito deberá presentarse ante la autoridad minera competente, con el fin de tomar posesión del cargo, recibir y revisar los estudios técnicos y documentos que deba tener en cuenta para su dictamen.

Parágrafo 2°. En caso de que el perito no acepte el cargo para el cual fue designado, la autoridad minera competente procederá, dentro de los cinco (5) días siguientes a efectuar un nuevo nombramiento, realizando para el efecto otro sorteo, entre los profesionales que conforman la lista que le hubiere sido suministrada.

(Decreto 2653 de 2003, art 8)

Artículo 2.2.5.2.1.9 *Obligaciones del perito.* Adicional a las indicadas en la ley y en los estatutos para el ejercicio de la Ingeniería de Minas y la Geología, son obligaciones del perito designado:

1. Analizar el Programa de Trabajos y Obras PTO o el Programa de Trabajos e Inversiones PTI, según sea el caso, con el fin de estudiar el desarrollo futuro del proyecto minero.

2. Confrontar las condiciones del área solicitada y de los trabajos mineros diseñados por el titular al cual se superpone la propuesta, para así determinar la posibilidad de que existan interferencias o incompatibilidades en el desarrollo de ambos proyectos.

3. Entregar un dictamen pericial motivado de manera breve y precisa el cual hará parte del expediente del interesado y del beneficiario de título minero.

4. Suscribir el acta derivada del desarrollo de la audiencia.

5. Practicar la visita técnica al área de los proyectos, en caso de ser necesaria, para dirimir las diferencias presentadas.

6. Manifestar por escrito y bajo juramento, al momento de la aceptación del cargo, que no se encuentra incurso en causal alguna de inhabilidad o incompatibilidad de las contempladas en la ley.

(Decreto 2653 de 2003, art 9)

Artículo 2.2.5.2.1.10 ***Cuotas y pagos.*** El proponente asumirá los costos del experticio, salvo en los casos de solicitudes de legalización para minería de hecho, los cuales serán asumidos por la autoridad minera competente.

Corresponderá a la autoridad minera competente en cada caso, fijar los honorarios del perito, los cuales no podrán ser inferiores a un salario mínimo legal mensual vigente, ni exceder la suma de diez salarios mínimos legales mensuales vigentes. Para el efecto, deberá tenerse en cuenta el número de hectáreas objeto de la propuesta, su ubicación geográfica, el servicio prestado, equipos requeridos y costos de desplazamiento.

(Decreto 2653 de 2003, art 10)

SECCIÓN 2. DE LA PRÓRROGA

Artículo 2.2.5.2.2.1 ***Prórroga del periodo de exploración.*** Para que la prórroga de la etapa de exploración pueda ser evaluada y decidida por parte de la Autoridad Minera o concedente, bajo los términos y condiciones señalados en el parágrafo del artículo 108 de la Ley 1450 de 2011, el Concesionario deberá allegar la siguiente información previa, relacionada con los trabajos ejecutados y proyectados:

1. Las actividades pendientes, que forman parte del Programa Exploratorio, y que debieron iniciarse por lo menos durante el último trimestre antes de la fecha de terminación de la respectiva fase del Periodo de Exploración.

2. La demostración de haber ejecutado en forma ininterrumpida tales actividades, y Las razones técnicas por las cuales se estime, razonablemente, que el tiempo restante es insuficiente para concluirlas antes del vencimiento de la fase de exploración en curso.

3. Finalmente, el cronograma y el monto de la inversión asociados a los trabajos previstos para el período de prórroga, los que deberán corresponder a actividades previstas en las Fases II y III de los Términos de Referencia para la exploración.

(Decreto 0943 de 2013, Art 1)

Artículo 2.2.5.2.2.2 **Adopción de los términos.** La Autoridad Minera o concedente adoptará los términos de referencia necesarios para la presentación de la información relativa a las prórrogas del período de exploración.

(Decreto 0943 de 2013, Art 2)

Artículo 2.2.5.2.2.3 ***Prórroga del contrato de concesión.*** Para la prórroga del contrato de concesión a fin de continuar con las actividades de explotación, el concesionario minero deberá presentar un nuevo Programa de Trabajos y Obras para la vigencia de la prórroga, y estar al día con todas las obligaciones derivadas del contrato de concesión y la ley.

(Decreto 0943 de 2013, Art 3)

Artículo 2.2.5.2.2.4 ***Criterios de evaluación técnica para la prórroga del contrato de concesión.*** Para llevar a cabo una evaluación objetiva de la solicitud de prórroga del contrato de concesión, la Autoridad Minera deberá considerar los siguientes aspectos:

3.1 Técnicos:

a) Verificar que contenga la actualización de las reservas existentes en el área del título minero, las cuales serán objeto de explotación durante el desarrollo de la prórroga solicitada;

b) Constatar que con la prórroga del proyecto minero no se esterilicen reservas de los recursos mineros existentes;

c) Comprobar que se describa el método y sistema de explotación que se implementará en el proyecto minero;

d) Constatar que se registre la producción anual que se proyecta obtener durante el tiempo de ejecución de la prórroga;

e) Verificar que se especifiquen las características de las instalaciones y las obras que se implementarán en la ejecución del proyecto minero;

f) Comprobar que en el documento se incluya el plan de cierre definitivo de la mina, el cual debe contener como mínimo las actividades a realizar, las inversiones y el plan de ejecución de las mismas, que garantice que las operaciones mineras se cierren de forma ambiental y socialmente responsable. Este deberá implementarse progresivamente con el fin de garantizar que al finalizar el proyecto muchas de las acciones del plan de cierre hayan sido ejecutadas.

Parágrafo. Será requisito indispensable que se efectúe previamente una visita técnica al área del título minero, para establecer las condiciones mineras, sociales y ambientales en las cuales se viene adelantando el proyecto minero.

3.2 Económicos:

En aquellos títulos mineros en los que opere la reversión de bienes, se debe verificar que se incluya la descripción de los muebles, equipos y maquinarias que se tienen, adquirirán y se destinarán a la explotación,

beneficio, transformación, transporte y embarque del material, en los términos establecidos en el artículo 357 del Código de Minas.

3.3 Sociales:

a) Comprobar que el Concesionario minero haya dado cumplimiento al artículo 251 del Código de Minas, relativo al recurso humano nacional;

b) Verificar que el concesionario haya atendido lo dispuesto en el artículo 352 del Código de Minas;

c) Verificar que se esté dando cumplimiento a los artículos 253 y 254 del Código de Minas en relación con la participación de los trabajadores nacionales y de la mano de obra regional.

3.4 Ambientales:

a) Verificar que en el plan minero propuesto se consideren las inversiones y el plan de ejecución de las actividades de readecuación morfológica y recuperación ambiental que se implementarán en el área de influencia directa del proyecto;

b) Comprobar que la actualización del plan de trabajos y obras es concordante con el estudio de impacto ambiental presentado a la autoridad ambiental.

3.5 Jurídicos:

a) Verificar que el concesionario se encuentre a paz y salvo por todo concepto, y que haya cumplido con todas la obligaciones contractuales;

b) Que la póliza de garantía minero-ambiental se encuentre vigente y amparando el cumplimiento de las obligaciones en los términos y con el alcance señalado en el artículo 280 del Código de Minas.

Artículo 2.2.5.2.2.5 ***Cumplimiento de los aspectos.*** Si la Autoridad Minera encuentra que los aspectos señalados en el artículo anterior, han sido cumplidos por parte del Concesionario o que existiendo algunas omisiones estas puedan ser subsanadas, podrá consentir en que se modifique el contrato en cuanto al término de su vigencia y conceder la prórroga respectiva. En caso contrario, la Autoridad Minera deberá abstenerse de suscribir el acta de prórroga del contrato de concesión, y motivará su decisión mediante acto administrativo

(Decreto 0943 de 2013, Art 5)

(Suspendidos por medida cautelar contenido de la letra e) del numeral 3,1, la letra a) del numeral 3,3 y la letra a) del numeral 3,5, del artículo 4 y 5 del Decreto Reglamentario 0943 del 14-05-2013)

CAPITULO 3.
ZONAS EXCLUIDAS Y RESTRINGIDAS DE LA MINERÍA

SECCIÓN 1.PARTICIPACIÓN DE LAS AUTORIDADES TERRITORIALES

Artículo 2.2.5.3.1.1 ***Objeto***. El objeto de ésta Sección es regular el procedimiento que deben seguir los municipios y distritos para acordar con el Ministerio de Minas y Energía medidas, de protección del ambiente sano y, en especial, de sus cuencas hídricas, el desarrollo económico, social, cultural de sus comunidades y la salubridad de la población, frente a las posibles afectaciones que pueden derivarse de la actividad minera.

(Decreto 2691 de 2014, art 1)

Artículo 2.2.5.3.1.2 ***Ámbito de aplicación.*** Las medidas de protección que se adopten en virtud de esta sección, se aplicarán a las solicitudes de concesión en trámite a partir del 23 de diciembre de 2014 a las presentadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia del mismo.
(Decreto 2691 de 2014, art 2)

Artículo 2.2.5.3.1.3 ***Solicitud de acuerdo de las autoridades territoriales.*** Los concejos municipales o distritales podrán solicitar ante el Ministerio de Minas y Energía, previo acuerdo municipal o distrital, medidas de protección del ambiente sano, y en especial, de sus cuencas hídricas, el desarrollo económico, social, cultural de sus comunidades y la salubridad de la población, frente a las posibles afectaciones que pueden derivarse de la actividad minera, en áreas previamente delimitadas de su circunscripción territorial.

(Decreto 2691 de 2014, art 3)

SUBSECCIÓN 1.1. PROCEDIMIENTO

Artículo 2.2.5.3.1.1.11 ***Estudio de soporte***. En virtud de lo previsto en el artículo 2.2.4.3.1.3. de esta sección, en el acuerdo del respectivo concejo municipal o distrital se concretará la intención de establecer las medidas de protección referidas, se indicarán las causas y se establecerán los fines perseguidos.

Las medidas de protección deben fundamentarse en estudios técnicos elaborados a cargo del respectivo municipio o distrito, los cuales deben contener el análisis de los efectos sociales, culturales, económicos o ambientales que podrían derivarse de la aplicación de las citadas medidas en relación con los impactos que puede generar la actividad minera. Los costos de estos estudios serán asumidos por el Municipio solicitante.

Los estudios aludidos deberán acompañarse a la solicitud y estarán en concordancia con los planes de ordenamiento territorial, planes básicos de ordenamiento territorial y esquemas de ordenamiento territorial, según el caso.

(Decreto 2691 de 2014, art4)

Artículo 2.2.5.3.1.1.12 ***Término para el ejercicio del derecho.*** Los concejos municipales o distritales podrán ejercer el derecho previsto en esta sección cada vez que se modifiquen sus planes de ordenamiento territorial, planes básicos de ordenamiento territorial y esquemas de ordenamiento territorial, según el caso.

Parágrafo transitorio. Dentro del término de noventa (90) días, contados a partir del 23 de diciembre de 2014, los concejos municipales o distritales podrán presentar por primera vez ante el Ministerio de Minas y Energía, la solicitud señalada en el artículo 2.2.4.3.1.3

(Decreto 2691 de 2014, art 5)

Artículo 2.2.5.3.1.1,13 ***Trámite de la solicitud.*** Recibida la solicitud del concejo municipal o distrital, el Ministerio de Minas y Energía lo enviará dentro de los diez (10) días siguientes al recibo de la misma, a la autoridad nacional con competencia en las materias a que se refiere el estudio técnico de soporte para su respectivo concepto. Este concepto podrá expedirse con apoyo en los dictámenes de las distintas entidades del sector. En el mismo lapso, se reportará a la Agencia Nacional de Minería los municipios o distritos que elevaron solicitud, con el fin de que se dé aplicación a lo dispuesto en el artículo 2.2.4.3.1.1, 1.8 de esta sección.

Parágrafo. Si la solicitud del ente territorial no cumple con los requisitos establecidos en esta sección, el Ministerio de Minas y Energía lo requerirá por una sola vez para que en el término de quince (15) días contados a partir de la fecha del requerimiento, subsane la deficiencia, so pena de dar por terminado el trámite.

(Decreto 2691 de 2014, art 6)

Artículo 2.2.5.3.1.1.14 ***Valoración de la solicitud.*** La autoridad nacional competente valorará la solicitud del concejo municipal o distrital y presentará ante el Ministerio de Minas y Energía, en un término no mayor a veinte (20) días, contados a partir de la fecha de recibo de la misma, un concepto técnico sobre las razones que sustentan las medidas de protección solicitadas y su procedencia y, de ser el caso, de sus condiciones. El término antes referido podrá ser prorrogado, a solicitud de la autoridad nacional competente, por una sola vez y por el mismo lapso.

De estimarlo conveniente, el Ministerio de Minas y Energía podrá solicitar concepto al Departamento Nacional de Planeación o a otra entidad pertinente, con el fin de establecer el impacto económico de las medidas de protección requeridas. Así mismo, se podrá consultar a las empresas que tengan interés en el área o al gremio minero, respecto de la conveniencia de los proyectos que pretenden desarrollarse, en relación con las medidas que han sido solicitadas por los entes territoriales, lo cual se tendrá en cuenta para la toma de la decisión.

(Decreto 2691 de 2014, art 7)

Artículo 2.2.5.3.1.1.15 ***Reunión.*** Vencido el término señalado en el artículo 2.2.4.3.1.1, 1.4 el Ministerio de Minas y Energía en un plazo no mayor a diez (10) días, convocará por una sola vez, a una reunión al concejo municipal o distrital

solicitante, o a su delegado, y a la autoridad nacional competente para que respectivamente expongan las razones de la solicitud y del concepto. La reunión podrá suspenderse por una sola vez, siempre que medie causa justificada y la segunda reunión deberá celebrarse en un término no menor a diez (10) días ni mayor a treinta (30) días, contados a partir de la fecha de suspensión de la primera reunión. El Ministerio de Minas y Energía levantará un acta con el desarrollo detallado de la reunión.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía podrá convocar a esta reunión a las entidades y organismos que considere pertinentes.

(Decreto 2691 de 2014, art 8)

Artículo 2.2.5.3.1.1.16 ***Decisión.*** El Ministerio de Minas y Energía, en un término no mayor a quince (15) días, contados a partir de la fecha de finalización de la reunión, mediante acto administrativo debidamente motivado, decidirá sobre las medidas solicitadas por la entidad territorial, con fundamento en los principios de desarrollo sostenible, fortalecimiento económico y social del país, propiedad estatal de los recursos naturales no renovables y el aprovechamiento eficiente de los mismos.

Una vez en firme, el acto administrativo será remitido a la Agencia Nacional de Minería y a la autoridad competente para su conocimiento.

La decisión consistirá en la adopción o no, de las medidas necesarias para la protección del ambiente sano y, en especial, de sus cuencas hídricas, el desarrollo económico, social, cultural de sus comunidades y la salubridad de la población.

(Decreto 2691 de 2014, art 9)

Artículo 2.2.5.3.1.1.17 ***Imposición de las medidas***. Las medidas concretas de protección serán impuestas y supervisadas, durante la ejecución del contrato, por la autoridad competente o quien esta designe, es decir, por aquella que emitió concepto técnico sobre las razones que sustentan las medidas de protección solicitadas.

En materia ambiental la supervisión de las medidas adoptadas será realizada por la autoridad competente para la evaluación, seguimiento y control de los efectos ambientales de la actividad minera.

(Decreto 2691 de 2014, art 10)

Artículo 2.2.5.3.1.1.18 ***Régimen de transición***. La Autoridad Minera Nacional tramitará dentro de los términos legales establecidos para el efecto, las solicitudes presentadas antes del 23 de diciembre de 2014 No obstante, a estas solicitudes, les serán aplicables las medidas de protección que adopte el Ministerio de Minas y Energía como resultado de los acuerdos logrados con las entidades territoriales concernidas en los términos establecidos en esta sección.

Las solicitudes presentadas con posterioridad al 23 de diciembre de 2014no serán objeto de contrato de concesión por parte de la Autoridad Nacional Minera durante

el término establecido para que los municipios o distritos manifiesten por primera vez su intención de acordar medidas de protección.

De acuerdo al párrafo anterior, las áreas sobre las cuales los municipios o distritos hayan ejercido dicha facultad, no se otorgarán en concesión, hasta tanto se haya agotado el procedimiento establecido en esta sección.

Las áreas que no hayan sido objeto de requerimiento por parte de los entes territoriales podrán ser otorgadas en concesión por parte de la Autoridad Minera Nacional.

Los contratos de concesión suscritos y no inscritos en el Registro Minero Nacional no serán objeto de las medidas de que trata este acto administrativo, Por lo anterior, la Agencia Nacional de Minería procederá a la inscripción de los mismos de manera inmediata.

(Decreto 2691 de 2014, art 11)

SECCIÓN 2.
ÁREAS DE RESERVA ESPECIAL.

Artículo 2.2.5.3.2.1 Régimen aplicable. Además de los decretos compilados en la presente Sección continuarán vigentes las áreas de reserva Especiales adoptadas por la Autoridad Minera Nacional a través de las respectivas resoluciones.

SUBSECCIÓN 2.1.
DELIMITACIÓN DE ÁREA EN LOS DEPARTAMENTOS DE ANTIOQUIA, NORTE DE SANTANDER Y EL SUR DE BOLÍVAR

Área delimitada en el departamento de Antioquia

Artículo 2.2.5.3.1.2.1.1 ***Alinderación de áreas de Reserva Especial.***, delimitar como áreas de Reserva Especial para adelantar estudios geológicos-mineros y desarrollar proyectos mineros estratégicos para el país, de conformidad con el artículo 31 del Código de Minas las que se alinderan a continuación:

1. **Bellavista Sur**. El área se reserva para un yacimiento de carbón que se localiza en jurisdicción del municipio de Angelópolis, departamento de Antioquia y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

DESCRIPCION DEL P.A: Esquina Sur-occidental del marco de la plaza de Angelópolis
PLANCHA IGAC. DEL P.A.: 146-4-C
AREA TOTAL: 39 hectáreas y 6.533 metros (2) distribuidas en 1 zona

ALINDERACION DE LA ZONA NUMERO 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada Norte Inicial	Coordenada Este Inicial
PA	1	S44-04-57.64E	485.84	1167735.000	1151330.000
1	2	S06-25-07.63E	80.50	1167386.000	1151668.000

2	3	S56-52-29.10W	450.16	1167306.000	1151677.000
3	4	S18-06-13.54E	547.08	1167060.000	1151300.000
4	5	S71-33-54.18E	98.03	1166540.000	1151470.000
5	6	S69-04-31.79E	72.80	1166509.000	1151563.000
6	7	N11-00-12.74E	73.35	1166483.000	1151631.000
7	8	N90-00-00.00E	675.00	1166555.000	1151645.000
8	9	N55-58-20.06W	705.87	1166555.000	1152320.000
9	10	N12-18-28.85E	562.94	1166950.000	1151735.000
10	1	S58-37-56.79W	219.01	1167500.000	1151855.000

Área delimitada en el departamento de Norte de Santander

2. Zorzana. El área se reserva para un yacimiento de carbón que se localiza en jurisdicción de los municipios de Bochalema, San Cayetano y Cúcuta, departamento de Norte de Santander y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Mojón de la mina Coopselva a 3.3 metros de la Bocamina Azimut 330G.

Plancha IGAC del P.A.: 98-2-C

Municipios: Bochalema (Norte Santander) y San Cayetano (Norte Santander).

Área total: 363 hectáreas y 1.407.5 metros cuadrados distribuidas en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S16-58-12.50W	453.02	1347018.296	1164087.225
1	2	N90-00-00.00E	1020.00	1346585.002	1163955.001
2	3	N20-02-24.58W	2144.87	1346585.002	1164975.001
3	4	N28-50-46.94E	743.03	1348600.006	1164239.999
4	5	N47-31-34.02W	962.60	1349250.838	1164598.484
5	6	S46-42-35.33W	947.95	1349900.837	1163888.484
6	7	S14-55-53.10W	776.21	1349250.834	1163198.481
7	1	S26-30-18.65E	2139.92	1348500.833	1162998.480

3. San Pedro (Derogada por el artículo 1 del Decreto 2519 de 2003)

4. La Doña Juana. El área se reserva para un yacimiento de carbón que se localiza en jurisdicción de los municipios de Bochalema, Chinácota y Los Patios, departamento de Norte de Santander y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

DESCRIPCION DEL P.A: Confluencia de las quebradas Cacua e Iscala
PLANCHA IGAC. DEL P.A.: 98-4-A
AREA TOTAL: 437 hectáreas y 5000 metros (2) distribuidas en 1 zona

ALINDERACION DE LA ZONA NUMERO 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada Norte Inicial	Coordenada Este Inicial
PA	1	N01-34-20.74W	2550.96	1336950.000	1163320.000
1	2	N90-00-00.00E	1250.00	1339500.000	1163250.000
2	3	N00-00-00.00E	4250.00	1339500.000	1164500.000
3	4	S39-48-20.05W	1952.56	1343750.000	1164500.000
4	1	S00-00-00.00W	2750.00	1342250.000	1163250.000

Área delimitada en la región del sur de Bolívar

Gallo-Café. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción del municipio de Arenal, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Primer punto de la poligonal.

Plancha IGAC del P.A.: 84-2-A

Municipios: Arenal (Bolívar).

Área total: 196 hectáreas y 9.375 metros cuadrados distribuidos en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S00-00-00.00W	975.00	1399460.000	978580.000
1	2	N90-00-00.00E	1225.00	1398485.000	978580.000
2	3	S00-00-00.00W	25.00	1398485.000	979805.000
3	4	N90-00-00.00E	775.00	1398460.000	979805.000
4	5	N00-00-00.00E	1000.00	1398460.000	980580.000
5	PA	S90-00-00.00W	2000.00	1399460.000	980580.000

6. Bolívar. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción de los municipios de Montecristo, Arenal, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

DESCRIPCION DEL P.A: Primer punto de la poligonal
PLANCHA IGAC. DEL P.A.: 74-4-C
AREA TOTAL: 100 hectáreas distribuidas en 1 zona

ALINDERACION DE LA ZONA NUMERO 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada Norte Inicial	Coordenada Este Inicial
PA	1	S00-00-00.00W	1000.00	1401000.000	978500.000
1	2	N90-00-00.00E	1000.00	1400000-000	978500.000

2	3	N00-00-00.00E	1000.00	1400000.000	979500.000
3	PA	S90-00-00.00W	1000.00	1401000.000	979500.000

7. Culoalzao. (Derogada por el artículo 4 del Decreto 1494 de 2003)

8. Estrella. (Derogada por el artículo 4 del Decreto 1494 de 2003)

9. Santa Cruz. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción de los municipios de Alto del Rosario y Barranco de Loba, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:
DESCRIPCION DEL PA: Confluencia de la quebrada El Llano y la quebrada La Redonda
PLANCHA IGAC. DEL P.A.: 64-4-B
AREA TOTAL: 400 hectáreas distribuidas en 1 zona

ALINDERACION DE LA ZONA NUMERO 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada Norte Inicial	Coordenada Este Inicial
PA	1	S02-19-17.51W	740.61	1454740.000	987030.000
1	2	N90-00-00.00E	2000.00	1454000.000	987000.000
2	3	N00-00-00.00E	2000.00	1454000.000	989000.000
3	4	S90-00-00.00W	2000.00	1456000.000	989000.000
4	1	S00-00-00.00W	2000.00	1456000.000	987000.000

10. Buena seña (Derogada por el articulo 4 del Decreto 1494 de 2003)

(Decreto 2200 de 2001, art 1)

Artículo 2.2.5.3.1.2.1.2 . Se entienden excluidas las áreas de títulos mineros debidamente otorgados e inscritos en el Registro Minero.

(Decreto 2200 de 2001, art 2)

Artículo 2.2.5.3.1.2.1.3 Dentro de los dos años siguientes a la promulgación dela presente sección las entidades adscritas o vinculadas al Ministerio de Minas y Energía realizarán los estudios geológico-mineros y la iniciación de los correspondientes proyectos estratégicos, según las directrices que para el efecto señale el Viceministerio de Hidrocarburos y Minas

(Decreto 2200 de 2001, art 3)

SUBSECCIÓN 2.2

DELIMITACIÓN DE ÁREA EN NORDESTE ANTIOQUEÑO Y EL SUR DE BOLÍVAR

Articulo 2.2.5.3.1.2,2.1 ***Delimítense como áreas de Reserva Especial.*** para adelantar estudios geológicos mineros y desarrollar proyectos mineros estratégicos para el país, de conformidad con el artículo 31 del Código de Minas, las que se alinderan a continuación:

Área delimitada en el Nordeste antioqueño

1. Doña Teresa. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción de los municipios de Segovia y Remedios, departamento de Antioquia y se enmarca dentro de los siguientes linderos:
Descripción del P.A.: Confluencia de las quebradas La Marranera y La Cristales.

Plancha IGAC del P.A.: 117

Municipios: Segovia y Remedios (Antioquia).

Área total: 470 hectáreas 6.984 metros cuadrados distribuidos en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Desde	Hasta	Rumbo	Distancia	Norte inicial	Este inicial
0	1	N71-34-25.49E	1791.07	1278080.00	931300.00
1	2	N00-00-00.00E	557.33	1278646.13	932999.24
2	3	N90-00-00.00E	2773.36	1279203.46	932999.24
3	4	S29-45-55.17 W	3527.01	1279203.46	935772.60
4	5	N90-00-00.00W	673.39	1276141.78	934021.62
5	6	N27-59-57.71E	841.15	1276141.78	933348.23
6	7	N61-59-14.74W	320.08	1276884.48	933743.12
7	8	S27-58-24.49W	100.07	1277034.81	933460.54
8	9	N61-59-06.44W	166.15	1276946.43	933413.60
9	10	N30-00-05.35E	525.10	1277024.47	933266.92
10	11	N52-13-47.00W	207.33	1277479.21	933529.48
11	12	N00-00-00.00E	1040.00	1277606.20	933365.59
12	1	S90-00-00.00W	366.31	1278646.20	933365.59

Desde	Hasta	Rumbo	Distancia	Norte inicial	Este inicial
0	1	N71-34-25.49E	1791.07	1278080.00	931300.00
1	2	N00-00-00.00E	557.33	1278646.13	932999.24
2	3	N90-00-00.00E	2773.36	1279203.46	932999.24
3	4	S29-45-55.17 W	3527.01	1279203.46	935772.60
4	5	N90-00-00.00W	673.39	1276141.78	934021.62
5	6	N27-59-57.71E	841.15	1276141.78	933348.23
6	7	N61-59-14.74W	320.08	1276884.48	933743.12
7	8	S27-58-24.49W	100.07	1277034.81	933460.54
8	9	N61-59-06.44W	166.15	1276946.43	933413.60
9	10	N30-00-05.35E	525.10	1277024.47	933266.92
10	11	N52-13-47.00W	207.33	1277479.21	933529.48
11	12	N00-00-00.00E	1040.00	1277606.20	933365.59
12	1	S90-00-00.00W	366.31	1278646.20	933365.59

Áreas delimitadas en el Sur de Bolívar

2. Rancho Escondido. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción del municipio de Arenal, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Primer punto de la poligonal.

Plancha IGAC del P.A.: 84-2-A

Municipios: Arenal (Bolívar).

Área total: 386 hectáreas y 4.474.5 metros cuadrados distribuidas en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S67-07-12.34E	.26	1399291.103	975867.756
1	2	S00-00-00.00W	1553.00	1399291.000	975868.000
2	3	N90-00-00.00E	2132.00	1397738.000	975868.000
3	4	N00-00-00.00E	2262.00	1397738.000	978000.000
4	5	S90-00-00.00W	642.00	1400000.000	978000.000
5	6	S44-58-26.20W	1554.93	1400000.000	977358.000
6	1	N45-00-00.00W	552.96	1398900.000	976259.000

3. El Avión. El área se reserva para un yacimiento de Oro que se localiza en jurisdicción de los municipios de Montecristo y Tiquisio, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Confluencia de la Quebrada Santo Domingo con la Quebrada El Rosario.

Plancha IGAC del P.A.: 74-4-A

Municipios: Montecristo (Bolívar) y Tiquisio-Puerto Rico (Bolívar).
Área total: 100 hectáreas distribuidas en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S29-27-10.31W	10172.72	1419318.000	975320.000
1	2	S90-00-00.00W	1000.00	1410460.000	970318.000
2	3	S00-00-00.00W	1000.00	1410460.000	969318.000
3	4	N90-00-00.00E	1000.00	1409460.000	969318.000
4	1	N00-00-00.00E	1000.00	1409460.000	970318.000

4. El Dorado. El área se reserva para un yacimiento de Oro que se localiza en jurisdicción del municipio de Río Viejo, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Confluencia de las Quebradas Norosi y Carano.

Plancha IGAC del P.A.: 74-4-C

Municipios: Río Viejo (Bolívar)

Área total: 100 hectáreas distribuidas en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	N58-34-50.40W	86.79	1406119.757	972187.063
1	2	S90-00-00.00W	1000.00	1406165.000	972112.999
2	3	S00-00-00.00W	1000.00	1406165.000	971112.999
3	4	N90-00-00.00E	1000.00	1405165.000	971112.999
4	1	N00-00-00.00E	1000.00	1405165.000	972112.999

5. Casa de Barro. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción de los municipios de Río Viejo y Tiquisio, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Confluencia de las Quebradas Hamaca y Oquendo.

Plancha IGAC del P.A.: 74-2-C

Municipios: Río Viejo (Bolívar) y Tiquisio-Puerto Rico (Bolívar).

Área total: 200 hectáreas distribuidas en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S39-38-00.90E	10071.31	1429756.310	975575.761
1	2	S00-00-00.00W	1000.00	1421999.996	982000.003
2	3	N90-00-00.00E	2000.00	1420999.996	982000.003
3	4	N00-00-00.00E	1000.00	1420999.996	984000.003
4	1	S90-00-00.00W	2000.00	1421999.996	984000.003

6. El Cangrejo. El área se reserva para un yacimiento de oro que se localiza en jurisdicción del municipio de Montecristo, departamento de Bolívar y se enmarca dentro de los siguientes linderos:

Descripción del P.A.: Primer punto de la poligonal.

Plancha IGAC del P.A.: 84-2-A

Municipios: Montecristo (Bolívar)

Área total: 49 hectáreas y 7.542 metros cuadrados distribuidos en 1 zona.

Alinderación de la zona número 1

Punto Inicial	Punto Final	Rumbo	Distancia	Coordenada norte inicial	Coordenada este inicial
PA	1	S49-10-07.56E	.38	1392006.247	973984.7 14
1	2	N53-01-38.05W	1002.60	1392005.998	973985.002
2	3	S90-00-00.00W	70.00	1392608.998	973184.003
3	4	S00-00-00.00W	1094.00	1392608.998	973114.003
4	1	N60-35-21.04E	999.86	1391514.998	973114.003

Decreto 1494 de 2003, art 1)

SUBSECCIÓN 2.3 ÁREA DE RESERVA ESPECIAL LOCALIZADA EN JURISDICCIÓN DEL MUNICIPIO DE QUINCHÍA

Artículo 2.2.5.3.1.2,3.1 Delimitación. Delimitar como Área de Reserva Especial para adelantar estudios geológicos mineros y desarrollar proyectos mineros estratégicos para el país, de conformidad con el artículo 31 del Código de Minas, la que se alindera a continuación:

Quinhía. El área se reserva para un yacimiento de oro y metales preciosos y se localiza en jurisdicción del municipio de Quinchía, departamento de Risaralda la conforma un (1) área, y una (1) zona de exclusión. Esta área se enmarca dentro de las siguientes coordenadas:

DESCRIPCIÓN DEL P. A.: PUNTO UNO DE LA POLIGONAL

PLANCHA IGAC. DEL P. A.: 186

MUNICIPIO: QUINCHIA (RISARALDA)

ÁREA TOTAL: 585 HECTÁREAS Y 3172.5 METROS (2) DISTRIBUIDAS EN 1 ZONA Y 1 EXCLUSIÓN

PERÍMETRO TOTAL: 17618.00803 METROS

ALINDERACION DE LA ZONA NUMERO 1

Punto	Punto Final Rumbo	Distancia	Coordenada	Coordenada Este Inicial
PA	1 S00-00-00.00W	2500.00	1084000.000	1152000.000
1	2 N90-00-00.00E	3000.00	1081500.000	1152000.000
2	3 N00-00-00.00E	554.00	1081500.000	1155000.000
3	4 S08-21-57.19W	137.46	1082054.000	1155000.000
4	5 N84-08-48.87W	1000.21	1081918.000	1154980.000
	6 N04-12-51.04E	476.29	1082020.000	1153985.000
6	7 S83-39-12.20E	986.04	1082495.000	1154020.000
7	8 N00-00-00.00E	1614.00	1082386.000	1155000.000
8	PA S90-00-00.00W	3000.00	1084000.000	1155000.000

ALINDERACION DE LA EXCLUSIÓN NUMERO 1

Punto Inicial	Punto Final Rumbo	Distancia	Coordenada Norte Inicial	Coordenada Este Inicial

PA	1 S68-17-32.23E	1135.528	1084000.000	1152000.000
1	2 N90-00-00.00E	1025.000	1083580.000	1153055.000
2	3 N90-00-00.00E	150.000	1083580.000	1154080.000
3	4 S00-00-00.00W	1000.000	1083580.000	1154230.000
4	5 S90-00-00.00W	1175.000	1082580.000	1154230.000
5	1 N00-00-00.00E	1000.000	1082580.000	1153055.000

(Decreto 535 de 2006, Art 1)

Artículo 2.2.5.3.1.2,3.2 Exclusión. Se entienden excluidas del área alinderada en el artículo anterior las que pertenezcan a títulos mineros debidamente otorgados e inscritos en el Registro Minero.

(Decreto 535 de 2006, Art 2)

Artículo 2.2.5.3.1.2,3.3 Vigencia. Dentro de los dos años siguientes al 21 de Febrero de 2006, las entidades adscritas o vinculadas al Ministerio de Minas y Energía realizarán los estudios geológicos-mineros y la iniciación de los correspondientes proyectos estratégicos, según las directrices que para el efecto señale el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 535 de 2006, Art 3)

Artículo 2.2.5.3.1.2,3.4 Adicción. Adicionar al Área de Reserva Especial localizada en jurisdicción del municipio de Quinchía, departamento de Risaralda, declarada mediante Decreto número 535 de 2006 para un yacimiento de oro y metales preciosos. El área que se adiciona corresponde al área del Título Minero número 058-93M, terminado mediante Resolución 0103 de 2007, confirmada por el Acto Administrativo DSM 777 de 2007, y está alinderada por las siguientes coordenadas:

Descripción del P.A: Confluencia de las Quebradas Moreta y Batero

Plancha Igac: 0-186-4-C-0

Municipios: Quinchía (Risaralda)

Área Total: 117 ha 5.000m 2

PUNTOS	COORDENADAS	
	NORTE	ESTE
P.A	1'083.580	1'154.080
1	1'083.580	1'154.230
2	1'082.580	1154.230
3	1'082.580	1'153.055
4	1'083.580	1'153.055

(Decreto 247 de 2008, art 1)

Artículo 2.2.5.3.1.2,3.5 Excluir, por la no presencia de mineros y la baja potencialidad de reservas, una zona ubicada hacia la parte Este del Área de

Reserva Especial de Quinchía, la cual se encuentra alinderada por las siguientes coordenadas:

PUNTOS	COORDENADAS	
	NORTE	ESTE
1	1'152.254	1'081.500
2	1'152.000	1'081.500
3	1'152.000	1'084.000
4	1'152.697	1'084.000

(Decreto 247 de 2008, art 2)
(Modificado por Artículo 1 Decreto_2218_2008)

SUBSECCIÓN 2.4.
RESERVA ESPECIAL DEL CARMEN DE CATATUMBO

Artículo 2.2.5.3.2.2,4.1 Delimitación. Delimitar como Área de Reserva Especial para adelantar estudios geológicos-mineros y desarrollar proyectos mineros estratégicos para el país, el área así delimitada:

Carmen-Catatumbo. El área se reserva para un yacimiento de carbón, localizada en jurisdicción del municipio de Sardinata, departamento de Norte de Santander, la cual se enmarca dentro de las siguientes coordenadas:

DESCRIPCION DEL P.A.	PUNTO UNO DE LA POLIGONAL
PLANCHA IGAC DEL P.A.	87
MUNICIPIOS:	SARDINATA (SANTANDER)
AREA TOTAL:	2122 HECTAREAS Y 3291.5 METROS (2)
DISTRIBUIDAS EN LA ZONA	
PERIMETRO TOTAL:	29596.00969 METROS

ALINDERACION DEL AREA				
PUNTO INICIAL	PUNTO FINAL	RUMBO	DISTANCIA	COORDENADA NORTE INICIAL
PA	1	N00-00-00.00E	4250.00	1394400.000
1	2	N90-00-00.00E	1320.00	1398650.000
2	3	N51-11-19.01 E	590.34	1398650.000
3	4	S39-22-49.98E	707.68	1399020.000
4	5	S40-13-21.69E	738.66	1398473.000
5	6	N31-45-03.56E	2459.01	1397909.000
6	7	S90-00-00.00W	1780.00	1400000.000
7	8	S50-25-14.14W	973.09	1400000.000
8	9	S75-30-22.07W	1518.32	1399380.000
9	10	N00-00-00.00E	3000.00	1399000.000
10	11	S90-00-00.00W	1500.00	1402000.000
11	12	S12-05-41.12W	7158.91	1402000.000
12	13	S00-00-00.00W	600.00	1395000.000
13	PA	N90-00-00.00E	3000.00	1394400.000

Parágrafo. Se entienden excluidas del Área de Reserva Especial, las áreas de títulos mineros debidamente otorgados e inscritos en el Registro Minero.

(Decreto 1393 de 2006 art 1)

Artículo 2.2.5.3.2.2,4.2 . Estudios. Dentro de los dos años siguientes al 5 de mayo de 2006, el Ministerio de Minas y Energía y/o la entidad que este designe realizarán los estudios geológico-mineros e iniciarán los correspondientes proyectos estratégicos, según las directrices que para el efecto señale el mismo Ministerio

Artículo 2.2.5.3.2.2,4.3 ***Adicionar.*** Adicionar a la Zona de Reserva Especial del Carmen Catatumbo, jurisdicción del municipio de Sardinata, departamento de Norte de Santander, unas áreas con una extensión de 1.855 hectáreas y 1.832 metros cuadrados la número uno y 137 hectáreas y 4.750 metros cuadrados la número dos, para un área total de 1.992 hectáreas y 6.582 metros cuadrados, las cuales tienen las siguientes a linderaciones:

ALINDERACIÓN ÁREA UNO

Puntos	Coordenadas Este	Coordenadas Norte
1	1'143.399	1'394.400
2	1'142.711	1'391.164
3	1'142.000	1'388.300
4	1'139.000	1'388.300
5	1'141.000	1'395.000
6	1'143.000	1'395.000

ALINDERACIÓN ÁREA DOS

Puntos	Coordenadas Este	Coordenadas Norte
1	1'144.500	1'402.000
2	1'146.085	1'403.300
3	1'146.700	1'403.300
4	1'146.000	1'402.000

Parágrafo. Se entienden excluidas de las áreas alinderadas las que pertenezcan a títulos mineros debidamente otorgados e inscritos en el Registro Minero.

(Decreto 300 de 2008, art 1)
(Modificado por Decreto 2219 de 2008)

CAPITULO 4.
DE LA FORMALIZACION MINERA

SECCION 1.DEFINICIONES Y CONDICIONES GENERALES

Artículo 2.2.5.4.1.1 ***Definiciones.*** Se adoptan las siguientes definiciones tanto para los fines del Glosario Minero como para la interpretación de la presente sección:

(Decreto 933 de 2013, art 1)

Artículo 2.2.5.4.1.2*Ámbito de aplicación.* La presente sección rige las actuaciones administrativas relacionadas con las solicitudes que se presentaron en vigencia del artículo 12 de la Ley 1382 de 2010 y que se encuentran en trámite por parte de la Autoridad Minera Nacional.

Parágrafo. Todos los plazos que se hubiesen agotado y que se encuentren previstos en los Decretos 2715 de 2010 y 1970 de 2012 sin que se haya surtido el trámite respectivo a cargo de la Autoridad Minera, se someterán a los plazos fijados en la presente sección. Aquellos que se hubieren agotado para el solicitante, sin que hubiere satisfecho los requisitos respectivos, darán lugar al rechazo de la propuesta.

(Decreto 933 de 2013, art 2)

Artículo 2.2.5.4.1.3 ***Área del contrato***. El área máxima susceptible de otorgar en un proceso de formalización minera es de ciento cincuenta (150) hectáreas para personas naturales y quinientas hectáreas (500) para grupos o asociaciones de mineros tradicionales.

(Decreto 933 de 2013, art 3)

Artículo 2.2.5.4.1.4 ***Número de solicitudes.*** Los solicitantes de formalización de minería tradicional de que trata esta sección, solo podrán presentar una solicitud en el Territorio Nacional.

Parágrafo. Los solicitantes de que trata esta sección no podrán presentar otras solicitudes de formalización que se superpongan total o parcialmente sobre la misma área por él solicitada. Ante tal situación, las solicitudes radicadas con posterioridad a la primera solicitud serán objeto de rechazo.
(Decreto 933 de 2013, art 4)

Artículo 2.2.5.4.1.5 ***Clase*** *de contrato*. El contrato de concesión a suscribir con el solicitante de formalización de minería tradicional, es un contrato especial que le autorizará para continuar con las actividades de explotación. La Autoridad Minera señalará los términos y condiciones de este contrato.
(Decreto 933 de 2013, art 5)

SUBSECCIÓN 1.1. TRÁMITE PARA LA FORMALIZACIÓN DE MINEROS TRADICIONALES

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.1 ***Requisitos.*** A los solicitantes cuyo trámite esté en curso y aquellos que radicaron su solicitud via web entre 9 de mayo 2013 fecha de expedición del Decreto compilado y el 10 de mayo de 2013 se les tendrán en cuenta para analizar la viabilidad de su solicitud, los siguientes documentos:

1. Documentos comerciales o técnicos.
2. plano deberá ser presentado de manera digital o análoga y cumplir mínimo con las siguientes especificaciones:

   • Georreferenciación con Coordenadas Planas de Gauss del área o polígono de interés, Coordenadas Geográficas o Magna Sirgas o el sistema adoptado por la Autoridad Minera.

   • Referenciación Geográfica de Frentes de explotación o Boca Minas activas e inactivas presentes en el área de interés.

   • Concordancia en escala gráfica, numérica y grilla o concordancia en escala numérica y grilla.

   • El plano deberá ser presentado a escala entre los rangos 1:500 a 1:10.000.

   • El plano deberá tener orientación, para lo cual deberá indicarse el Norte geográfico.

   • Datos básicos del solicitante, es decir: nombres y apellidos, ubicación del área solicitada (departamento, municipio, y en lo posible corregimiento o vereda), mineral explotado y fecha de elaboración del plano.

   • No debe presentar tachaduras ni enmendaduras.

3. Fotocopia de la cédula de ciudadanía, si se trata de persona natural; tratándose de Grupos deben demostrar por medios idóneos la existencia de los mismos y fotocopia de la cédula de ciudadanía de cada uno de los integrantes; tratándose de asociaciones deben demostrar por medios idóneos la existencia de las mismas y allegar fotocopia de la cédula de ciudadanía solo del representante de la asociación. Para la firma del contrato de concesión la Asociación deberá tener capacidad jurídica para adelantar actividades de exploración y explotación de minerales.

4. En los casos en que los grupos y asociaciones no cumplan con la antigüedad de conformidad con la definición de minería tradicional, se tendrá en cuenta la antigüedad de la explotación minera realizada por las personas naturales que hacen parte de dicho grupo o asociación.

5. Únicamente podrán ser solicitados por los interesados en la solicitud de que trata esta sección, los minerales que han venido explotando de manera tradicional.

6. Documentos que acrediten la tradicionalidad de los trabajos mineros, conforme a lo dispuesto en el artículo siguiente.

Parágrafo. Solamente podrán ser requeridos para la presentación del plano los requisitos señalados en el numeral 2 del presente artículo, es decir, no se tendrá

en cuenta para la evaluación del mismo, lo estipulado en el Decreto 3290 de 2003.

(Decreto 933 de 2013, art 6)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.2 ***Acreditación de trabajos mineros***. Los trabajos de minería tradicional, se acreditan con documentación comercial o técnica. Entendiéndose por tales:

a) Documentación Comercial. Se podrán presentar documentos tales como: Facturas o comprobantes de venta del mineral, comprobantes de pago de regalías o cualquier otro documento de índole comercial que demuestre el ejercicio de la actividad minera sin interrupción.

b) Documentación Técnica. Se podrán presentar documentos tales como: Planos mineros que muestren los años durante los cuales se ha realizado la actividad minera, formatos de liquidación de producción de regalías con radicación ante la entidad competente, informes técnicos debidamente soportados, actas de visita de autoridades locales o mineras, análisis de laboratorios o planillas o certificación de afiliación de personal a riesgos laborales que detallen la actividad minera o cualquier otro documento de naturaleza técnica donde se demuestre que los avances y desarrollos mineros corresponden al ejercicio de la actividad minera sin interrupción.

Parágrafo. Los documentos técnicos o comerciales radicados deben corresponder a la mina o minas en el área de interés a legalizar y al interesado en la solicitud.
(Decreto 933 de 2013, art 7)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.3 ***Presentación de documentos.*** Los documentos a que se refieren los artículos 2.2.4.5.1.1, 1.1 y 2.2.4.5.1.1, 1.2. de la presente sección, deben aportarse dentro de los quince (15) días hábiles siguientes, contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud vía web, ante la Autoridad Minera competente. Trascurrido este lapso sin aportar ningún documento, la Autoridad Minera competente procederá al rechazo de la solicitud e informará a las Autoridades Ambientales y Municipales competentes del área de su jurisdicción.
(Decreto 933 de 2013, art 8)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.4 ***Requerimiento para subsanar requisitos***. Una vez evaluada la solicitud de que trata esta sección. por parte de la Autoridad Minera competente y se determine que la solicitud no cumple con lo establecido en el mismo, o los documentos aportados son insuficientes, presentan inconsistencia o requieren de mayor claridad o información adicional, se requerirá mediante acto administrativo al interesado para que en el término de un (1) mes contado a partir de la notificación del mencionado acto que así lo determine, subsane las deficiencias, so pena de rechazo de la solicitud.

La Autoridad Minera competente solo podrá hacer los requerimientos necesarios por una (1) vez y el interesado sólo tendrá oportunidad de subsanar por una (1) sola vez.

Parágrafo. Una vez proferido el acto administrativo de requerimiento, la Autoridad Minera competente enviará comunicación al interesado informándole que se ha

proferido dicho acto, el cual se notificará por estado de acuerdo a lo establecido en el artículo 269 de la Ley 685 de 2001, a los diez (10) días siguientes a la fecha de envío de la misma.
(Decreto 933 de 2013, art 9)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.5 ***Superposiciones.*** La Autoridad Minera competente al momento de hacer el estudio de área, efectuará recortes de oficio cuando se presente superposición parcial con propuestas de contratos de concesión, contratos de concesión, contratos en áreas de aporte o autorizaciones temporales, en un porcentaje menor o igual al cinco por ciento (5%), siempre y cuando en dicha área no se encuentren los frentes de explotación de la respectiva solicitud de formalización de minería tradicional.

Cuando la solicitud presente superposición con concesiones que tengan el Plan de Trabajos y Obras (PTO) debidamente aprobado, para minerales diferentes a los pedidos en la solicitud de que trata esta sección y que admitan la explotación que realiza el minero tradicional, la Autoridad Minera competente estudiará la viabilidad de una concesión concurrente de conformidad con lo previsto en el artículo 63 de la Ley 685 de 2001 y su Decreto Reglamentario 2653 de 2003.

(Decreto 933 de 2013, art 10)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.6 ***Visita.*** Presentados los documentos de conformidad con los lineamientos previstos en los artículos 2.2.4.5.1.1, 1.1 y 2.2.4.5.1.1, 1.2 de la presente sección, o, habiéndose subsanado las inconsistencias documentales, y determinada la existencia de área susceptible de formalizar, o siendo viable el proceso de mediación con el titular minero del área, la Autoridad Minera competente mediante acto administrativo ordenará la visita al sitio donde se desarrolla la explotación.

La visita tendrá por objeto verificar que los anexos técnicos presentados corresponden a los trabajos mineros realizados por el solicitante, la ubicación y antigüedad de las explotaciones mineras, el estado de avance y el mineral objeto de explotación, las condiciones de seguridad, la no presencia de menores en la explotación y las demás circunstancias que se estimen pertinentes, a fin de determinar la viabilidad de continuar con el proceso. En desarrollo de la visita se levantará un acta, de acuerdo con los lineamientos dados por la Autoridad Minera.

En desarrollo de la visita podrá surtirse la etapa de mediación de que trata el artículo 2.2.4.5.1.1, 3.2 de la presente sección.

Parágrafo. En aquellas explotaciones que por las características hidráulicas y sedimentológicas del área solicitada se presenten cambios físicos y ambientales, y no sea posible corroborar en la visita que los avances y desarrollos mineros corresponden al ejercicio de la actividad minera sin interrupción en los términos señalados en la presente sección, será la Autoridad Minera competente quien determine mediante evidencias o conocimientos técnico-científicos la viabilidad de dicha solicitud.

(Decreto 933 de 2013, art 11)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.7 ***Comunicaciones previas a la diligencia de visita***. La Autoridad Minera competente comunicará a la Autoridad Ambiental competente por lo menos con quince (15) días hábiles de anticipación, la fecha y hora de la visita programada, con el fin de que dicha entidad evalúe la pertinencia de asistir a la misma, sin perjuicio de la visita que esta debe adelantar como consecuencia de la evaluación del Plan de Manejo Ambiental.

En el evento en que la Autoridad Ambiental asista a la visita, la misma tendrá a su vez por objeto la verificación de la localización de las actividades mineras frente a áreas tales como: ecosistemas sensibles, nacederos de agua, áreas cercanas a bocatomas o zonas que por sus bienes y servicios ecosistémicos son de vital importancia para el sustento de la región y demás áreas de especial importancia ecológica.

Verificada la presencia de dichas áreas, la Autoridad Ambiental competente impondrá las medidas dirigidas a proteger dichos ecosistemas e informará sobre la viabilidad ambiental de las actividades mineras en relación con la localización de las mismas a la Autoridad Minera competente dentro del mes siguiente a la realización de la visita.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, determinará en un tiempo máximo de tres (3) meses contados a partir del 9 de mayo de 2013 los lineamientos que deben tener en cuenta las autoridades ambientales para el desarrollo de la visita.

En todo caso, si la Autoridad Ambiental no asiste a la visita programada, la Autoridad Minera competente continuará con el trámite respectivo.

Los costos de las visitas que se realicen por parte de la Autoridad Ambiental y Minera serán asumidos por cada entidad.

Parágrafo. La Autoridad Minera competente informará por lo menos con quince (15) días hábiles de anticipación a los interesados en las solicitudes de formalización de minería tradicional, por escrito o por correo electrónico, siempre y cuando el interesado acepte ser notificado de esa manera, la fecha y hora de la visita.

Cuando la solicitud de minería tradicional esté superpuesta con una propuesta de contrato de concesión, contrato de concesión, contrato en áreas de aporte o autorizaciones temporales, la Autoridad Minera competente deberá informar la fecha y hora de la visita a los titulares o proponentes mineros, por lo menos con quince (15) días hábiles de anticipación.

(Decreto 933 de 2013, art 12)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.8 ***Informe técnico de la visita.*** La Autoridad Minera competente dentro del mes siguiente de la visita, presentará el respectivo informe, el cual comprenderá todos los temas y elementos técnicos que permitan corroborar la existencia de la minería tradicional objeto de la solicitud y determinar si la explotación es viable o no técnicamente desde el punto de vista minero, así como precisar el área objeto de formalización. A este informe se debe anexar el acta de visita. En los casos en que se surta la etapa de mediación de que trata el

artículo 2.2.4.5.1.1, 3.2 de la presente sección, se debe anexar al informe el (las) acta (s) respectiva (s).
(Decreto 933 de 2013, art 13)

Artículo 2.2.5.4.1.1.1.9 ***Requerimiento de visita.*** En el evento que la Autoridad Minera competente durante el desarrollo de la visita detecte que la explotación minera no cumple las condiciones técnicas mínimas establecidas en la Ley para efectos de operación de la actividad minera, de seguridad e higiene minera, seguridad industrial, debe consignar en el acta de visita las falencias detectadas y en la misma acta se requerirá al interesado para que sean subsanadas en un término que no podrá ser superior a tres (3) meses, contados a partir de la fecha de suscripción por las partes del acta de visita.

Una vez vencido el término anterior, la Autoridad Minera competente realizará las visitas de verificación necesarias para constatar el cumplimiento de los requerimientos realizados, que serán condición indispensable para la continuación del proceso de formalización. La Autoridad Minera competente rechazará la solicitud de formalización de minería tradicional en el evento que no sean atendidos los requerimientos en el término previsto.

Parágrafo. Desde la presentación de la solicitud de formalización y hasta tanto la Autoridad Minera competente no resuelva de fondo el trámite, y se suscriba el respectivo contrato de concesión minera, no habrá lugar a proceder a la aplicación de las medidas previstas en los artículos 161 y 306 de la Ley 685 de 2001, ni a proseguirles las acciones penales señaladas en los artículos 159 y 160 de la Ley 685 de 2001, sin perjuicio de la aplicación de las medidas preventivas y sancionatorias de carácter ambiental, así como las relacionadas con la seguridad minera. La explotación y comercialización de minerales, se realizará conforme a las leyes vigentes que regulen la materia.

(Decreto 933 de 2013, art 14)

SUBSECCIÓN 1.2. ASPECTOS TÉCNICOS Y AMBIENTALES

Artículo 2.2.5.4.1.1,2.1 ***Obligaciones del solicitante.*** Durante el trámite de que trata la presente sección, el interesado en formalizar sus labores mineras deberá cumplir con los requisitos de orden ambiental establecidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la guía ambiental que para el efecto se expida, y con el pago de las regalías respectivas, so pena de que se suspenda la actividad minera y el proceso de formalización, hasta que se demuestre el cumplimiento de dichas obligaciones.
(Decreto 933 de 2013, art 15)

Artículo 2.2.5.4.1.1,2.2 ***Programa de Trabajos y Obras y Plan de Manejo Ambiental.*** En caso que en el informe técnico de la visita realizada por la Autoridad Minera competente y en el acta de mediación, cuando a ello hubiere lugar, se estime viable continuar con el proceso, se comunicará dicha situación al interesado, quien debe presentar el Programa de Trabajos y Obras (PTO) a la Autoridad Minera competente y el Plan de Manejo Ambiental (PMA) a la Autoridad Ambiental competente, de acuerdo con los términos de referencia establecidos por dichas entidades, en un término que no podrá ser superior a un (1) año contado a

partir de la fecha de notificación del informe a que se refiere el artículo 2.2.4.5.1.1,1.8 de la presente sección o una vez subsanadas las falencias de acuerdo a lo señalado en el artículo 2.2.4.5.1.1,2.1 de la presente sección, cuando a ello haya lugar.

De no ser presentado(s) en este lapso, la Autoridad Minera competente rechazará la solicitud de formalización de minería tradicional.

(Decreto 933 de 2013, art 16)

Artículo 2.2.5.4.1.1,2.3 ***Términos de referencia***. Para la elaboración de los Programas de Trabajos y Obras y de los Planes de Manejo Ambiental que deben presentar los interesados en la solicitud de formalización de minería tradicional, la Autoridad Minera competente y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible deben elaborar en un plazo máximo de un (1) mes contados a partir del día siguiente a la fecha de publicación de la presente sección, unos términos de referencia adaptados a las condiciones socioeconómicas, técnicas y ambientales de la actividad minera objeto de formalización, para la presentación de los mismos.

(Decreto 933 de 2013, art 18)

Artículo 2.2.5.4.1.1,2.4 ***Evaluación.*** Evaluaciones del Programa de Trabajos y Obras (PTO) y el Plan de Manejo Ambiental (PMA). Una vez presentado el Programa de Trabajos y Obras (PTO) y el Plan de Manejo Ambiental (PMA), las Autoridades Mineras y Ambientales competentes evaluarán los mismos, dentro del ámbito de sus competencias en un término no mayor de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de su presentación. De no tener objeciones la entidad respectiva procederá a aprobar, establecer o imponer el Programa de Trabajos y Obras (PTO) y el Plan de Manejo Ambiental (PMA), según sea el caso, mediante acto administrativo.

En el evento en que se encuentren deficiencias o inconsistencias las Autoridades Mineras y Ambientales competentes mediante acto administrativo requerirán a los interesados para que alleguen la información o subsanen las mismas, en un término no mayor de treinta (30) días, contados a partir de la fecha de ejecutoria del acto administrativo.

Las Autoridades competentes dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de presentación de la información requerida, se pronunciarán mediante acto administrativo.

En caso que el interesado no allegue la información requerida en el término citado o la allegue incompleta, se rechazará la solicitud de formalización de minería tradicional.

Para los efectos de la publicidad de las decisiones que pongan fin a la actuación en materia ambiental, se observará lo dispuesto en la normatividad aplicable al caso.

Parágrafo. El PMA deberá incluir los permisos y autorizaciones ambientales que se requieran para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables.

(Decreto 933 de 2013, art 19)

Artículo 2.2.5.4.1.1,2.5 ***Suscripción contrato de concesión minera.*** La Autoridad Minera competente contará con treinta (30) días contados a partir de la fecha de aprobación del Programa de Trabajos y Obras (PTO) y de la fecha de establecimiento o imposición del Plan de Manejo Ambiental (PMA), para suscribir con el interesado el correspondiente contrato de concesión minera, el cual debe ser inscrito en el Registro Minero Nacional en un término no superior a quince (15) días contados a partir de la fecha de suscripción del mismo. En todo caso el interesado tendrá un plazo máximo de un (1) mes, prorrogable por el mismo término, para suscribir el respectivo contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo. La Autoridad Minera deberá informar a la Autoridad Ambiental competente la inscripción del contrato de concesión en el Registro Minero Nacional.

(Decreto 933 de 2013, art 20)

SUBSECCIÓN 1.3 FORMALIZACIÓN EN ÁREAS CON TÍTULO MINERO

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.1 . ***Posibilidades de formalización***. La formalización de los mineros tradicionales ubicados en un área cubierta por un título minero, siempre que el beneficiario del título esté interesado en participar, podrá darse a través de una cesión parcial de área a favor del minero tradicional o de la renuncia parcial del área en procura del proceso de formalización o, de la suscripción de contratos de operación o asociación con el minero tradicional.

(Decreto 933 de 2013, art 21)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.2 ***Mediación***. Cuando la solicitud de formalización de que trata esta sección presente superposición con un contrato de concesión, contrato en áreas de aporte o autorización temporal, la Autoridad Minera competente en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, y una vez evalúe el cumplimiento de los requisitos por parte del interesado, dentro del trámite de visita de viabilización o en una diligencia independiente, citará al titular minero y al minero tradicional y mediará entre las partes para que si lo considera el titular minero se vincule al programa de formalización, y se logren acuerdos entre las partes para permitir que los mineros tradicionales puedan seguir explotando el área ubicada en un contrato de concesión minera, con base en una de las posibilidades descritas en el artículo anterior.

Parágrafo 1°. De no prosperar la mediación, la Autoridad Minera competente dará por terminado el trámite de la formalización y, en consecuencia, ordenará el archivo de la solicitud.

Parágrafo 2°. Si el área solicitada para el proceso de formalización, no se hallare libre por la existencia de una propuesta de contrato de concesión, se continuará con el trámite de esta última y si llegare a perfeccionarse como contrato de concesión, procederá la mediación de que trata esta sección. Si la solicitud de

propuesta de concesión es rechazada, el minero tradicional que solicita su formalización tendrá derecho a continuar con el trámite.
(Decreto 933 de 2013, art 21)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.3 ***Participación del beneficiario del título minero.*** La participación del beneficiario de un título minero, en un proceso de formalización de minería tradicional, puede darse en el marco de sus programas de responsabilidad social empresarial o como cumplimiento de sus obligaciones de tipo contractual. En todo caso, le será reconocida su participación en el cumplimiento de sus obligaciones con la gestión social relacionadas con el empleo del recurso humano nacional (artículo 251 de la Ley 685 de 2001) y el empleo de la mano de obra regional (artículo 254 de la Ley 685 de 2001) o como compromiso con la transferencia de tecnología para estructuración o reconversión de pequeñas explotaciones (artículo 255 de la Ley 685 de 2001), sin que esto último signifique para el titular minero deducción del monto de las regalías.

Parágrafo. Las autoridades competentes determinarán la manera de acreditar el cumplimiento del titular minero, de sus obligaciones sociales en el marco de sus compromisos mineros, a través de su vinculación al proceso de formalización.

(Decreto 933 de 2013, art 22)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.4 ***Prioridad de estudio.*** La Autoridad Minera y la Autoridad Ambienta, en lo de sus competencias, dará prioridad al estudio de las solicitudes de formalización de minería tradicional, en los cuales se manifieste ante ella, y por escrito, la voluntad de los titulares mineros para hacer arreglos conciliatorios como subcontratos, cesión parcial de áreas, renuncia parcial de área o acuerdos de colaboración empresarial, entre otros.

(Decreto 933 de 2013, art 23)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.5 ***Beneficios para los cedentes.*** Los titulares mineros que suscriban y aprueben la mediación señalada en virtud del artículo 21 y cedan dichas áreas objeto de interés al minero tradicional, y una vez la Autoridad Minera competente determine que esta es viable y se celebre e inscriba en el Registro Minero Nacional el respectivo contrato de concesión, obtendrán los beneficios que se describen a continuación:

El cedente tendrá prelación en los programas de apoyo, crédito, capacitación y desarrollos de tecnologías promovidos por el Estado, en especial aquellos desarrollados por el Ministerio de Minas y Energía.

Beneficios Tributarios de carácter ambiental: Para que los titulares mineros cedentes puedan acceder a estos beneficios deberán dar cumplimiento al Decreto 3172 de 2003, el cual reglamenta la deducción de renta líquida de personas jurídicas por inversiones en control y mejoramiento al medio ambiente que realicen durante el año gravable para el cual se solicita dicha deducción y el Decreto 2532 de 2001, el cual reglamenta la exclusión de impuestos sobre las ventas de equipos y elementos nacionales o importados que se destinen a la construcción, instalación, montajes y operación de sistemas de control y monitoreo necesario para el cumplimiento de las disposiciones, regulaciones y estándares ambientales vigentes.

(Decreto 933 de 2013, art 24)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.6 ***Incorporación de áreas a una reserva***. En aquellos casos en que el titular minero decida renunciar parcialmente al área de su título, como resultado de la negociación con los mineros tradicionales en la cual el Estado ha llevado a cabo labores de mediación, con el fin de que esta pueda ser vinculada al proceso de formalización minera, dicha área renunciada será incorporada de oficio y automáticamente, a una reserva especial de aquellas a las que se refiere el artículo 31 de la Ley 685 de 2001. Por tanto, el área renunciada no se considerará como área libre para otorgar a terceros distintos de las personas seleccionadas para un programa de formalización de minería tradicional.

Parágrafo. Para la incorporación del área a la reserva especial, bastará que se ordene en el acto administrativo mediante el cual se acepta la renuncia parcial de área que hace el titular minero, a favor del programa de formalización de minería tradicional. Dicha reserva se mantendrá por el término de dos (2) años, tiempo durante el cual la Autoridad Minera deberá otorgar los contratos de concesión respectivos, si a ello hubiere lugar. Vencido este término sin que se otorguen los contratos, el área quedará libre para otorgar a terceros bajo el régimen ordinario de concesión.

(Decreto 933 de 2013, art 25)

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.7 ***Cesión de áreas en programas de formalización de minería tradicional***. En el evento en que el titular minero se vincule al programa de formalización de minería tradicional a través de la cesión o renuncia parcial al minero tradicional de parte del área contratada, una vez se surta el perfeccionamiento del contrato al cesionario, no habrá responsabilidad alguna del cedente en relación con la calidad de los trabajos y con los impactos ambientales generados por el minero tradicional, presente en el área de su título minero, en el ejercicio de su actividad; toda vez que dichas actividades deberán estar amparadas por las correspondientes autorizaciones minero ambientales.

Parágrafo. Si las labores del minero tradicional en proceso de formalización, y a pesar de los esfuerzos hechos, no logran en el término de (3) años alcanzar los estándares indispensables para cumplir con la normatividad minera, darán lugar a que se inicien los procesos sancionatorios correspondientes en su contra y, el titular minero recobre el área correspondiente.

(Decreto 933 de 2013, art 26)

SUBSECCIÓN 1.4. ZONAS RESTRINGIDAS Y FORMALIZACIÓN

Artículo 2.2.5.4.1.1.3.8 ***Zonas de Reserva Forestal***. Cuando la Autoridad Minera producto del trámite de que trata la presente sección, haya otorgado un contrato de concesión especial para minería tradicional debidamente inscrito en el Registro Minero Nacional, y este se encuentre en las áreas de reserva forestal diferentes a las protectoras, el titular del mismo deberá solicitar y obtener ante la Autoridad Ambiental competente la correspondiente sustracción conforme con los

requisitos y procedimientos establecidos para el efecto por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Los interesados contarán con un plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de la suscripción del contrato para solicitar la respectiva sustracción.

En el evento en que la Autoridad Ambiental, rechace la solicitud o la decida en forma negativa, se entenderá que el contrato de concesión es inejecutable y se suspenderán las actividades mineras en forma inmediata, al tiempo que se procederá a desanotar del Registro Minero Nacional.

Parágrafo. Quienes se encuentren en áreas de reserva forestal diferentes a las protectoras no podrán adelantar actividades mineras hasta tanto no se obtenga la correspondiente sustracción del área, por parte de la Autoridad Ambiental competente. En tratándose de reservas forestales protectoras no se podrán adelantar procesos de formalización de minería tradicional.

(Decreto 933 de 2013, art 27)

SUBSECCIÓN 1.5. ACTIVIDADES NO SUSCEPTIBLES DE FORMALIZACIÓN

Artículo 2.2.5.4.1.1,5.1 ***Causales de rechazo***. Se rechazará de plano la solicitud de formalización de minería tradicional en los siguientes casos:

1. Cuando las áreas solicitadas se encuentren ocupadas por títulos mineros diferentes a los contratos de concesión, contratos en áreas de aporte o autorización temporal.

2. Cuando las áreas solicitadas se encuentren dentro de las áreas excluibles de la minería, de acuerdo con el artículo 34 de la Ley 685 de 2001, con las modificaciones introducidas por la Ley 1450 de 2011 respecto a las prohibiciones de realizar actividades mineras en ecosistemas de páramo teniendo como referencia mínima el Atlas de páramos del Instituto Humboldt, reservas forestales protectoras que no se pueden sustraer para estos fines, así como arrecifes de coral, manglares y humedales designados dentro de la lista de importancia internacional de la convención RAMSAR, como tampoco en áreas incompatibles con la minería de acuerdo con el artículo 61 de la Ley 99 de 1993.

3. Cuando las áreas solicitadas se encuentren dentro de las señaladas en el artículo 35 de la Ley 685 de 2001 y no cuenten con los respectivos permisos a que hace mención dicho artículo.

4. Cuando efectuados los respectivos recortes por la Autoridad Minera competente se determine que no queda área susceptible de otorgar, que las explotaciones queden por fuera del área susceptible de continuar con el trámite, o que en el área resultante no se pueda desarrollar técnicamente un proyecto minero.

5. Cuando la persona que radique la solicitud no sea aquella a la que se le asignó el PIN.

6. Cuando el interesado esté inhabilitado para contratar con el Estado, de acuerdo con las causales previstas en la ley.

7. Cuando allegada la documentación a la Autoridad Minera competente, esta no cumpla con los requisitos señalados en los artículos 2.2.4.5.1.1, 1.1 y 2.2.4.5.1.1, 1.2 de la presente sección o la misma no sea aprobada por la Autoridad Minera competente.

8. Cuando la Autoridad Ambiental haya impuesto sanción de cierre definitivo y dicha decisión se encuentre en firme.

9. Cuando la Autoridad Minera competente, por condiciones de seguridad minera, haya impuesto sanción de cierre definitivo y dicha decisión se encuentre en firme.

10. En aquellos casos en los cuales se haya producido una sentencia judicial debidamente ejecutoriada que ordene el cierre de las minas, en relación con el área objeto de la solicitud de formalización.

11. Cuando se determine en la visita técnica de viabilización que la explotación minera no acredita la tradicionalidad o que se considere que no es viable continuarla por razón de sus fallas en aspectos técnicos, mineros o ambientales.

12. Cuando se detecte la presencia de menores trabajando en actividades mineras asociadas a las distintas etapas del ciclo minero.

13. Cuando el área solicitada por el interesado exceda el área máxima definida por el Ministerio de Minas y Energía.

14. La no aprobación del Plan de Trabajos y Obras o el Plan de Manejo Ambiental por la Autoridad competente.

(Decreto 933 de 2013, art 29)

Artículo 2.2.5.4.1.1,5.2 ***Comunicación a autoridades competentes.*** Una vez en firme la decisión de rechazo de la solicitud por parte de la Autoridad Minera competente, o de terminación de la etapa de mediación de los acuerdos con el titular minero suscritos en virtud del proceso de formalización, la Autoridad Minera debe oficiar al Alcalde Municipal de la jurisdicción respectiva para que proceda al cierre de las explotaciones mineras y a la Autoridad Ambiental competente, a efectos de que se impongan las medidas de restauración, recuperación, rehabilitación o compensación a que haya lugar, así como a las demás autoridades para lo de su competencia.

(Decreto 933 de 2013, art 33)

Artículo 2.2.5.4.1.1,5.3 ***Medidas de restauración ambiental.*** En los eventos en que se rechace la solicitud de formalización de minería tradicional o no se

apruebe el Programa de Trabajos y Obras (PTO) o no se establezca el Plan de Manejo Ambiental (PMA), por parte de las Autoridades Mineras o Ambientales competentes, o se den por terminados los acuerdos con el titular minero suscritos en virtud del proceso de formalización, por graves incumplimientos de las normas mineras y ambientales, corresponderá a estas últimas imponer, con cargo al minero tradicional medidas de restauración ambiental, recuperación y rehabilitación de las áreas afectadas por su actividad minera, con el objeto de efectuar un cierre ambientalmente adecuado de la misma. En caso de no requerirse la implementación de dichas medidas, se informará a la Autoridad Minera competente y a la Alcaldía Municipal para el abandono del área. En todo caso, las medidas de restauración ambiental, no se pueden constituir en fundamento para continuar la explotación minera.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible determinará el procedimiento, lo requisitos y las condiciones para el establecimiento de las medidas de restauración ambiental a que se refiere el presente artículo.

Parágrafo 2°. La Autoridad Ambiental competente informará a la Autoridad Minera competente y a la Alcaldía Municipal sobre la finalización de actividades de restauración ambiental para el cierre definitivo de la mina y terminación definitiva de las actividades.

(Decreto 933 de 2013, art 35)

SECCIÓN 2. SUBCONTRATO DE FORMALIZACIÓN MINERA

Artículo 2.2.5.4.2.1 ***Ámbito de aplicación.*** La presente Sección regula las condiciones y requisitos para la celebración y ejecución, por parte del titular minero del "Subcontrato de Formalización Minera" con aquellos explotadores mineros de pequeña escala o pequeños mineros definidos por el Ministerio de Minas y Energía, que a la fecha de expedición de la Ley 1658 de 2013, se encuentren adelantando actividades de explotación dentro de áreas otorgadas mediante título minero en cualquiera de sus etapas.

(Decreto 480 de 2014, art 1)

Artículo 2.2.5.4.2.2 ***Definiciones.*** Se adopta la siguiente definición dentro de la presente sección para efectos del seguimiento de los "Subcontratos de Formalización Minera":

Fiscalización Diferencial. Es una herramienta de monitoreo y seguimiento para vigilar el cumplimiento de las normas y obligaciones contraídas a través de un "Subcontrato de Formalización Minera" y a las que deben sujetarse los pequeños mineros para la adecuada explotación de los recursos naturales no renovables.

(Decreto 480 de 2014, art2)

Artículo 2.2.5.4.2.3 ***Solicitud de autorización del Subcontrato de Formalización Minera.*** El titular minero deberá aportar los siguientes documentos a la autoridad minera:

a) Datos generales e identificación del título minero.

b) Datos generales e identificación del pequeño minero a subcontratar o representantes legales, según corresponda, anexando la documentación soporte, tales como: fotocopia de la cédula de ciudadanía para personas naturales y la acreditación de la representación legal en caso de personas jurídicas. En caso de que el titular minero solicite la autorización para celebrar el Subcontrato con persona jurídica, deberá anexar el certificado de existencia y representación legal que contenga en su objeto social, la exploración y explotación de minerales.

c) Indicación del área a subcontratar, la cual debe ser definida por el titular minero justificando que el porcentaje del área del título que no será objeto de subcontratación garantizará el desarrollo normal de las obligaciones del título minero.

d) Indicación del mineral o minerales que se extraen en el área a subcontratar.

e) Plano del área objeto a subcontratar, el cual debe contener: Georreferenciación con Coordenadas Planas de Gauss del área o polígono de interés o el que adopte la Autoridad Minera, concordancia en escala gráfica, numérica y grilla o concordancia en escala numérica y grilla. El plano deberá ser presentado a escala entre los rangos 1:500 a 1:10.000, orientación, para lo cual deberá indicarse el norte geográfico; ubicación del área solicitada (departamento, municipio, y en lo posible corregimiento o vereda); mineral explotado y la fecha de su elaboración y no debe presentar tachaduras ni enmendaduras.

f) Indicación de la antigüedad de la explotación del área a subcontratar.

g) Minuta "Subcontrato de Formalización Minera" que contendrá como mínimo los siguientes requisitos:

1. **La identificación y calidad de las partes**. Se deberá señalar el número de cédula o NIT de las personas naturales, jurídicas, grupos o asociaciones que intervienen; así mismo, debe especificarse la calidad en la que actúan, ya sea de titulares mineros o bien de pequeños mineros.

2. **Objeto contractual.** Debe estar destinado a la formalización de los pequeños mineros que se encuentren desarrollando actividades de explotación minera en el área amparada por un título minero.

3. **Descripción del área:** Corresponde a la delimitación del área en coordenadas planas de Gauss, coordenadas geográficas, magna sirgas o el sistema adoptado por la Autoridad Minera, donde será permitida la continuidad de las actividades de explotación de los pequeños mineros.

4. **Duración.** El Subcontrato de Formalización Minera no podrá tener una duración inferior a cuatro (4) años, de conformidad con lo establecido en la Ley 1658 de 2013, ni superior a la vigencia del título minero.

(Decreto 480 de 2014, art 3

Artículo 2.2.5.4.2.4 . ***Evaluación de la solicitud de autorización para celebrar Subcontrato de Formalización Minera***. La autoridad minera deberá evaluar la documentación y la minuta del "Subcontrato de Formalización Minera" dentro de los treinta (30) días hábiles, siguientes a su radicación.

Parágrafo. Una vez evaluados los documentos y la minuta del "Subcontrato de Formalización Minera" y se determine que estos no cumplen con lo establecido en la presente sección, se requerirá al titular minero, por una sola vez, para que dentro del término de un (1) mes, subsane las deficiencias, so pena de decretar el desistimiento y el archivo del expediente.

(Decreto 480 de 2014, art 4)

Artículo 2.2.5.4.2.5 ***Visita***. La autoridad minera, dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes a la radicación de los documentos de que trata el artículo 2.2.4.5.2.3 de la presente sección, o subsanadas las deficiencias, deberá realizar una visita de verificación y viabilización al área a subcontratar, donde se tendrán en cuenta los aspectos técnicos y de seguridad minera. Resultado de la visita, dentro de los siguientes treinta (30) días hábiles, se elaborará un informe en el que se viabilice o no la celebración del "Subcontrato de Formalización Minera".

Parágrafo. Salvo en aquellos casos en que la autoridad minera evidencie que el pequeño minero que se encuentra desarrollando actividades mineras en el área a subcontratar, presentó con anterioridad a la expedición de la Ley 1658 de 2013 solicitud de legalización de minería en cualquiera de sus programas o hizo parte de un proceso de amparo administrativo, respecto del área objeto de la solicitud, no requerirá visita, siempre que los documentos aportados o visitas realizadas con anterioridad, le permitan a la autoridad minera determinar que se trata de un pequeño minero y que cumple con los términos y condiciones establecidos en la Ley 1658 de 2013 y en la presente sección.

(Decreto 480 de 2014, art 5)

Artículo 2.2.5.4.2.6 ***Causales de rechazo de la autorización para la suscripción del Subcontrato de Formalización Minera***. Serán causales de rechazo de la autorización para la suscripción del "Subcontrato de Formalización Minera":

a) Cuando el área a subcontratar se encuentre totalmente superpuesta con zonas excluidas de la minería.

b) Cuando el informe de visita determine que no es viable técnicamente autorizar la suscripción del "Subcontrato de Formalización Minera".

c) Cuando el informe de visita determine que los trabajos realizados por el pequeño minero en el área a subcontratar no son anteriores a la expedición de la Ley 1658 de 2013.

d) Cuando el mineral a explotar por parte del pequeño minero sea diferente al mineral definido en el título minero.

e) Cuando el pequeño minero con el que se pretende celebrar el "Subcontrato de Formalización Minera" tenga o haya suscrito otro "Subcontrato de Formalización Minera".

f) Cuando el titular minero pretenda subcontratar con una persona jurídica que no cuente con la capacidad legal para adelantar actividades de exploración y explotación de minerales, en caso de ser persona natural cuando esta no cumpla con la capacidad establecida en el Código Civil.

g) Cuando la autoridad minera, después de evaluada la justificación presentada por el titular minero en relación con el porcentaje del área que continuará libre de subcontratos, determine que esta no garantiza las obligaciones del título minero.

Parágrafo. En el caso de que la autoridad minera rechace la autorización para suscribir el "Subcontrato de Formalización Minera", deberá informar para los fines pertinentes a la alcaldía municipal del lugar de jurisdicción donde esté ubicado el título minero y a la autoridad ambiental competente.

(Decreto 480 de 2014, art6)

Artículo 2.2.5.4.2.7 ***Autorización de suscripción del Subcontrato de Formalización Minera***. De acuerdo con la documentación presentada y el informe que viabiliza el "Subcontrato de Formalización Minera", la autoridad minera, mediante acto administrativo, autorizará la suscripción del subcontrato y concederá un término de diez (10) días hábiles al titular minero para que allegue el "Subcontrato de Formalización Minera" suscrito por las partes. Si no se presenta el subcontrato dentro del término señalado, se entenderá desistido el trámite de autorización previa.

(Decreto 480 de 2014, art 7)

Artículo 2.2.5.4.2.8 ***Aprobación del Subcontrato de Formalización Minera***. Aportado el "Subcontrato de Formalización Minera" suscrito por las partes, la autoridad minera mediante acto administrativo lo aprobará y en dicho acto ordenará que dentro de los quince (15) días hábiles siguientes, se realice su inscripción en el Registro Minero Nacional correspondiente al título minero bajo el cual se celebró el subcontrato.

Una vez autorizado el Subcontrato de Formalización Minera, mediante acto administrativo, no habrá lugar a ejercer las acciones previstas en los artículo 159, 160, 161 y en el capítulo XXVII del Código de Minas, en contra del pequeño minero que se encuentre desarrollando actividades en la área autorizada.

Parágrafo 1°. Una vez inscrito en el Registro Minero Nacional el acto administrativo que apruebe el "Subcontrato de Formalización Minera" se requerirá al Subcontratista para que presente a la autoridad minera el Programa de Trabajos y Obras Complementario.

En el término establecido por la autoridad minera para la presentación del Programa de Trabajos y Obras Complementario y en desarrollo de las actividades mineras, el subcontratista deberá dar cumplimiento a todas las normas de Seguridad e Higiene Minera.

Parágrafo 2°. Cuando se verifique que la minuta del "Subcontrato de Formalización Minera" es distinta a la autorizada, la autoridad minera concederá un término de quince (15) días hábiles para su corrección, so pena de declararse el rechazo de la autorización para la suscripción del subcontrato.
(Decreto 480 de 2014, art8)

Artículo 2.2.5.4.2.9 ***Plan de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial.*** Anotado el "Subcontrato de Formalización Minera" en el Registro Minero Nacional, el subcontratista deberá presentar, un documento técnico que contenga el Plan de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial por el término del Subcontrato de Formalización Minera, en el formato dispuesto para el efecto por la autoridad minera.

El titular minero deberá manifestar expresamente y mediante comunicación escrita la aceptación de lo presentado por el subcontratista ante la autoridad minera. El Plan de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial será un anexo del Programa de Trabajos y Obras (PTO) del titular minero.

De requerir el subcontratista modificación o adición al Plan de Trabajos y Obras Complementario, se deberá solicitar a la autoridad minera la aprobación de dicha adición o modificación con la manifestación expresa por escrito del titular minero aceptando dicha modificación y/o adición.

Parágrafo. En el caso de que no sea presentado el Plan de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial, dentro del término señalado por la autoridad minera, con la respectiva aprobación por parte del titular minero, el subcontratista deberá suspender las actividades mineras de forma inmediata, y la autoridad minera dará por terminada la aprobación del Subcontrato de Formalización Minera con la consecuente anotación en el Registro Minero Nacional.
(Decreto 480 de 2014, art9)

Artículo 2.2.5.4.2.10 ***Contenido del Plan de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial.*** La información contenida en el Programa de Trabajos y Obras Complementario para la fiscalización diferencial deberá contener al menos lo siguiente:

a) Delimitación definitiva del área de explotación.
b) Mapa topográfico de dicha área.
c) Ubicación, cálculo y características de las reservas que habrán de ser explotadas en desarrollo del Subcontrato de Formalización Minera.

d) Descripción y localización de las instalaciones y obras de minería, depósito de minerales, beneficio y transporte y, si es del caso, de transformación.
e) Producción mensual y anual.
f) Plan Minero de Explotación.
g) Plan de Obras de Recuperación geomorfológica, paisajística y forestal del sistema alterado.
h) Plan de cierre de la explotación y abandono de los montajes y de la infraestructura.

(Decreto 480 de 2014, art10)

Articulo 2.2.5.4.2.11 ***Seguimiento y control ambiental***. Cuando se efectúe la correspondiente inscripción en el Registro Minero Nacional del acto administrativo que apruebe el "Subcontrato de Formalización Minera", el subcontratista deberá solicitar a la autoridad ambiental competente la respectiva licencia ambiental, allegando copia del acto administrativo de aprobación, para lo cual la autoridad ambiental adelantará un trámite preferente para su respectiva aprobación. El auto de inicio de trámite de licencia ambiental de conformidad con lo regulado la normatividad contenida en el Decreto Único para el sector de Ambiente y Desarrollo Sostenible o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, deberá ser allegado a la autoridad minera dentro de los dos (2) meses siguientes a la inscripción en el Registro Minero Nacional. La licencia ambiental se otorgará por la duración del "Subcontrato de Formalización Minera".

No obstante lo anterior, en el evento de que el titular minero cuente con la licencia ambiental vigente y la misma incluya el proyecto, obra o las actividades a desarrollar en el área del "Subcontrato de Formalización Minera", la misma podrá ser cedida parcialmente, siempre y cuando se cumplan con las condiciones establecidas la normatividad contenida en el Decreto Único para el sector de Ambiente y Desarrollo Sostenible o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan. Durante el trámite de cesión, el titular minero y el subcontratista deberán dar estricto cumplimiento a los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la licencia ambiental.

En todo caso, cuando no se cumplan las condiciones establecidas la normatividad contenida en el Decreto Único para el sector de Ambiente y Desarrollo Sostenible o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, para el trámite de cesión parcial de la licencia ambiental o la misma sea negada por parte de la autoridad ambiental, el subcontratista deberá dentro del mes siguiente al pronunciamiento de dicha autoridad, dar aplicación a lo establecido en el primer inciso de este artículo.

El incumplimiento de lo señalado en el presente artículo por causas atribuibles al titular minero o al subcontratista, será causal de terminación de la aprobación del subcontrato por parte de la autoridad minera y dará lugar a la aplicación de las medidas preventivas y sancionatorias previstas por la Ley 1333 de 2009.

Parágrafo 1°. En todo caso en áreas de reserva forestal de Ley 2ª de 1959, o en otras áreas de reserva distintas a las protectoras, el titular minero deberá adelantar el trámite de sustracción antes de realizar cualquier actividad minera o suscribir Subcontratos de Formalización.

Parágrafo 2°. En caso de que el "Subcontrato de Formalización Minera" sea el resultado del proceso de mediación de que trata el artículo 2.2.5.4.1.1.1.3.1 del Decreto o la norma que lo modifique, adicione o sustituya, el instrumento de manejo y control ambiental se regulará por lo establecido en el mencionado decreto.

Parágrafo 3°. El subcontratista deberá durante el trámite de licenciamiento ambiental dar estricto cumplimiento y aplicación a las Guías Ambientales para la formalización, expedidas por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, lo cual deberá ser verificado por la autoridad ambiental a cargo del trámite de licenciamiento. El incumplimiento de los términos y condiciones establecidos en la mencionada guía dará lugar a la aplicación de las medidas preventivas y sancionatorias contempladas en la Ley 1333 de 2009 o la norma que la modifique, adicione o sustituya y a la terminación de la aprobación del subcontrato.

(Decreto 480 de 2014, art 11

Artículo 2.2.5.4.2.12 ***Fiscalización diferencial***. Una vez realizada la respectiva inscripción del acto administrativo que aprueba el "Subcontrato de Formalización Minera" en el Registro Minero Nacional, las autoridades minera y la ambiental competente para el trámite de licenciamiento o cesión parcial de la licencia ambiental, según sea el caso, deberán realizar visitas de seguimiento al área subcontratada, con el fin de verificar los trabajos adelantados y el cumplimiento y avance de los mismos bajo la implementación de las Guías Ambientales para la Formalización y el cumplimiento de las normas de seguridad e higiene minera.

El incumplimiento por parte del subcontratista de los requerimientos efectuados por las respectivas autoridades minera y ambiental dará lugar a la terminación de la aprobación del "Subcontrato de Formalización Minera", a la imposición de sanciones en materia minera y a la aplicación de lo dispuesto por la Ley 1333 de 2009.

En todo caso, las visitas de seguimiento que se realicen al área del "Subcontrato de Formalización Minera" serán independientes a las del titular minero; por lo tanto, dichas explotaciones no serán prueba alguna para demostrar el incumplimiento de las obligaciones contractuales mineras por parte del titular, sin perjuicio de posibles incumplimientos de la licencia ambiental si la misma no ha sido cedida o modificada.

Parágrafo. Con la presentación del Programa de Trabajos y Obras Complementario para la Fiscalización Diferencial, no se afectará el título minero ni sus etapas ni podrá entender la autoridad minera que el titular minero se acoge a lo señalado en el artículo 83 del Código de Minas, en el sentido de que el área no es objeto de exploración adicional, ya que se trata de un proceso de formalización de pequeños mineros dispuesto por la Ley 1658 de 2013.

(Decreto 480 de 2014, art 12)

Artículo 2.2.5.4.2.13 ***Requerimientos de la visita de seguimiento al área subcontratada.*** En el evento de que la autoridad minera durante el desarrollo de la visita detecte que la explotación minera no cumple las condiciones técnicas mínimas establecidas en la ley para efectos de operación de la actividad minera, de seguridad e higiene minera, debe consignar en el acta de visita las falencias encontradas y en la misma acta, la autoridad minera requerirá al interesado para que sean subsanadas, mediante implementación de las medidas preventivas, para lo cual establecerán un término para su cumplimiento, so pena de la imposición de multas correspondientes y sin perjuicio de las medidas de suspensión, cierre y terminación de la aprobación del subcontrato.

La autoridad minera realizará las visitas de verificación necesarias para constatar el cumplimiento de los requerimientos realizados e informará al subcontratista y al titular de las conclusiones y recomendaciones de la visita.

(Decreto 480 de 2014, art 13)

Artículo 2.2.5.4.2.14 ***Modificaciones del Subcontrato de Formalización Minera.*** Las modificaciones que versen sobre el área y duración del "Subcontrato de Formalización Minera" deberán ser informadas y autorizadas previamente por la autoridad minera.

(Decreto 480 de 2014, art 14)

Artículo 2.2.5.4.2.15 ***Obligaciones adicionales frente al Subcontrato de Formalización Minera.*** El "Subcontrato de Formalización Minera" no será objeto de cesión en ningún caso, ni parcial ni total, por parte del subcontratista y no podrá tener una duración mayor a la del título minero en donde se desarrolla, so pena de darse por terminada la aprobación del "Subcontrato de Formalización Minera".
(Decreto 480 de 2014, art 15)

Artículo 2.2.5.4.2.16 ***Prórroga***. El término pactado en el "Subcontrato de Formalización Minera", podrá ser prorrogado por las partes, para lo cual el titular minero con una antelación no menor a seis (6) meses al vencimiento del término inicialmente pactado, deberá dar aviso a las autoridades minera y ambiental competente, con el fin de que se verifique la viabilidad y el cumplimiento de las obligaciones del "Subcontrato de Formalización Minera" y de ser procedente dicha prórroga la autoridad minera la aprobará y ordenará la correspondiente anotación en el Registro Minero Nacional.

En caso de ser aprobada la prórroga, el subcontratista deberá actualizar el Programa de Trabajos y Obras complementario para la Fiscalización Diferencial, así como el instrumento ambiental para dicho subcontrato.
Parágrafo. Serán causales de no aprobación de la prórroga del "Subcontrato de Formalización Minera" el incumplimiento de lo establecido en la presente sección.

(Decreto 480 de 2014, art 16)

Artículo 2.2.5.4.2.17 ***Apoyo técnico del Titular Minero***. El titular minero como parte de las actividades de responsabilidad social empresarial podrá apoyar al subcontratista en:

a) Acompañamiento y asesoría técnica para el cumplimiento de las obligaciones del "Subcontrato de Formalización Minera," del Plan de Trabajos y Obras complementario para la Fiscalización Diferencial, del Instrumento Ambiental y de las recomendaciones indicadas en las visitas de seguimiento.

b) Realización de capacitaciones periódicas al subcontratista en los temas pertinentes para el desarrollo de la explotación que contribuyan a la formalización minera.

c) Transferencia de nuevas prácticas e innovación tecnológica para el buen desarrollo del objeto del subcontrato.

(Decreto 480 de 2014, art 17)

Artículo 2.2.5.4.2.18 ***Obligaciones de las partes en el "Subcontrato de Formalización Minera"***. Sin perjuicio de lo contemplado en el "Subcontrato de Formalización Minera", las partes deberán cumplir con todas las obligaciones técnicas, de seguridad e higiene minera, jurídicas, ambientales y administrativas establecidas por la ley y las demás normas que se requieran en el ejercicio de la actividad minera.

(Decreto 480 de 2014, art 18)

Artículo 2.2.5.4.2.19 ***Causales de Terminación de la Aprobación del Subcontrato de Formalización Minera.*** Además de las causales de terminación señaladas en la presente sección, serán causales adicionales de la terminación de la aprobación del Subcontrato de Formalización Minera, las siguientes:

a) Cuando se dé por terminado el título minero, bajo el cual se celebró el "Subcontrato de Formalización Minera".

b) Por el incumplimiento de los parámetros y obligaciones señalados en la presente sección por parte del subcontratista.

c) La cesión total o parcial del "Subcontrato de Formalización Minera".

d) Cuando en el desarrollo del "Subcontrato de Formalización Minera" se contraten a personas menores de 18 años.

e) La ejecución de obras y labores de minería por fuera del área comprendida dentro del "Subcontrato de Formalización Minera".

f) La violación de las normas legales que regulen la venta y comercialización de minerales.

g) El incumplimiento a lo establecido en la Ley 1658 de 2013, respecto a la reducción y eliminación del uso del mercurio en la actividad minera.

h) Por mandato legal y judicial en firme emitido por la autoridad competente.

i) Por el agotamiento del mineral.

j) Por la suspensión de las actividades de explotación minera por más de seis (6) meses sin causa o justificación de orden técnico, económico o de orden público que no haya sido autorizada por la autoridad minera.

k) El incumplimiento de los requisitos establecidos para las zonas con restricciones de la minería.

l) La no implementación de las Guías Ambientales para la Formalización antes de la aprobación del instrumento ambiental, previo pronunciamiento de la autoridad ambiental.

m) m Incumplimiento a las normas de seguridad e higiene minera.

n) Terminación del "Subcontrato de Formalización Minera" por las causales previstas en el mismo, lo cual debe ser informado a la autoridad minera por el beneficiario del título minero.

o) Cuando se niegue la licencia ambiental por parte de la autoridad ambiental competente.

p) La disolución de la persona jurídica beneficiaria del "Subcontrato de Formalización Minera".

(Decreto 480 de 2014, art 19)

Artículo 2.2.5.4.2.20 ***Terminación de la aprobación del "Subcontrato de Formalización Minera".*** La autoridad minera establecerá el procedimiento para la terminación de la aprobación del "Subcontrato de Formalización Minera", en los casos en que hubiere lugar, conforme a lo establecido en la presente sección.

Parágrafo. El "Subcontrato de Formalización Minera" produce sus efectos a partir de la inscripción en el Registro Minero Nacional y dejan de producirlos desde la inscripción del acto administrativo que da por terminada la aprobación del "Subcontrato de Formalización Minera" en dicho registro.
(Decreto 480 de 2014, art 20)

Artículo 2.2.5.4.2.21 ***Medidas para la Comercialización de Minerales.*** Una vez aprobada la celebración del "Subcontrato de Formalización Minera", la autoridad minera podrá expedir constancia a los pequeños mineros para realizar actividades de comercialización de minerales que establece el artículo 112 de la ley 1450 de 2011 reglamentado por el decreto 2637 de 2012 o el que lo modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. La autoridad minera incluirá en el Registro Único de Comercializadores de Minerales, (Rucom), los títulos mineros vigentes que cuenten con las licencias, permisos, concesiones y autorizaciones ambientales.

(Decreto 480 de 2014, art 21)

CAPITULO 4.
PROYECTOS MINEROS ESPECIALES

SECCIÓN 1.
LOS CONTRATOS ESPECIALES DE CONCESIÓN MINERA

Artículo 2.2.5.4.1.1 ***Contratos especiales.*** Los contratos especiales de concesión minera que se suscriban sobre las áreas de reserva especial establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, deben contener los motivos que dieron lugar a la delimitación de dicha área de conformidad con lo señalado en los artículos 31 y 248 del Código de Minas.

(Decreto 2809 de 2009, art 1)

Artículo 2.2.5.4.1.2 ***Cesión.*** En los contratos especiales de concesión minera, no habrá lugar a la cesión de áreas; solo será viable la cesión parcial de derechos por cuotas o porcentajes. Si la cesión parcial de derechos supera el cincuenta y uno por ciento -51% -, el concesionario se obliga a pagar a la Nación, el valor invertido a través de la autoridad minera nacional o concedente o por entes territoriales en los estudios geológico-mineros realizados en el área de reserva especial declarada, llevado a valor presente neto.

(Decreto 2809 de 2009, art 2)

Artículo 2.2.5.4.1.3.***Suscripción.*** Una vez suscrito el contrato especial de concesión e inscrito en el Registro Minero Nacional, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Minas, acompañará a la comunidad o asociación minera, para ejecutar el contrato de concesión de minería especial con base en los estudios técnicos realizados, y a adelantar la gestión ante las diferentes entidades del Estado para que acompañen el proyecto minero a ejecutar.

(Decreto 2809 de 2009, art 3)

Artículo 2.2.5.4.1.4 ***Minuta del contrato especial.*** El Ministerio de Minas y Energía, adoptará la minuta del contrato especial de concesión minera y realizará el seguimiento de su ejecución a través de la autoridad minera delegada competente, quien informará trimestralmente al Ministerio de Minas y Energía, sobre el estado del mismo, con el fin que se tomen los correctivos a que haya lugar.

(Decreto 2809 de 2009, art 4)

SECCION 2.

MINERALES DE INTERÉS ESTRATÉGICO

Artículo 2.2.5.5.2.1 ***Condiciones de las áreas sujetas a delimitación.*** La Autoridad Minera podrá delimitar como Áreas Estratégicas Mineras, o incorporar nuevas zonas a las mismas, aquellas áreas que cumplan las siguientes condiciones:

1. Áreas libres que según la caracterización efectuada por el Servicio Geológico Colombiano tienen potencial minero para la exploración y explotación de minerales estratégicos.

2. Áreas que queden libres como consecuencia de la terminación del título minero por cualquier causa, una vez se encuentren en firme los correspondientes actos administrativos de terminación.

En este último evento, de la información contenida en el Plan de Trabajos y Obras a que se refiere el artículo 84 de la Ley 685 de 2001, se debe evidenciar que existe un yacimiento promisorio de minerales estratégicos.

(Decreto 1414 de 2013, art 1)

CAPITULO 5.
DE LA LUCHA CONTRA LA MINERÍA ILEGAL

SECCIÓN 1.
LEGALIZACIÓN MINERA

Artículo 2.2.5.5.1.1 ***Definición.*** Para los fines pertinentes de esta reglamentación entiéndase como explotadores de minas de propiedad estatal sin título a las personas que, sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional, llevan a cabo explotaciones de depósitos y/o yacimientos mineros, con anterioridad al 17 de agosto de 2001.

Parágrafo 1°. Para los efectos de este artículo no se consideran explotadores de minas de propiedad estatal sin título quienes se encuentran amparados en los artículos 152, 155, 248 y 249 de la Ley 685 de 2001 y en tal virtud no podrán acogerse al presente decreto.

Parágrafo 2°. En ningún caso serán sujetos de la legalización de que trata esta sección los beneficiarios de títulos mineros, otorgados o suscritos, pendientes de inscripción en el Registro Minero Nacional. Tales títulos deberán ser inscritos en el Registro Minero Nacional de conformidad con lo indicado en el inciso tercero del artículo 165 de la Ley 685 de 2001.

En ningún caso podrán los interesados en solicitudes o propuestas de contrato de concesión pretender modificar el trámite de las mismas para acogerse a los beneficios o prerrogativas de esta sección. Tales solicitudes deberán continuar su trámite de conformidad con las normas que les sean aplicables.

(Decreto 2390 de 2002, art 1)

Artículo 2.2.5.5.1.2 *Mineros sin título minero inscrito en Registro Minero Nacional*. Los explotadores de minas de propiedad estatal sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional, que pretendan beneficiarse de las prerrogativas establecidas en el artículo 165 de la Ley 685 de 2001, deberán diligenciar el formulario simplificado adoptado por el Ministerio de Minas y Energía y presentarlo antes del 31 de diciembre de 2004 ante las autoridades mineras delegadas.

Parágrafo 1°. Para los efectos de la presente sección, entiéndase por autoridades mineras delegadas aquellas entidades que de conformidad con los artículos 320 de la Ley 685 de 2001 y 9° de la Ley 489 de 1998 son objeto de delegación de funciones mineras.

Parágrafo 2°. En las ciudades distintas a las de ubicación de las sedes de las autoridades mineras delegadas, el interesado podrá presentar su solicitud en:

1. Las sedes del Instituto de Investigación e Información Geocientífica Minero Ambiental y Nuclear, Ingeominas, ubicadas en Cartagena y Popayán o quien haga sus veces.

2. Ante Notario o Alcalde de su residencia o por envío a través de correo certificado a Minercol Ltda. sede Bogotá o quien haga sus veces.

Los funcionarios indicados en este parágrafo deberán hacer constar en el formulario de solicitud la fecha y hora de presentación de la misma y proceder al envío inmediato del formulario y sus anexos a Minercol Ltda. Sede Bogotá o quien haga sus veces, a través de correo certificado y de los medios electrónicos que estén a su alcance.

En el caso en que la solicitud de legalización sea presentada ante Notario o Alcalde, el interesado en la misma deberá sufragar los costos y gastos del envío de su solicitud a Minercol Ltda. Sede Bogotá o quien haga sus veces.

(Decreto 2390 de 2002, art 2)

Artículo 2.2.5.5.1.3 *Formulario especial de legalización*. Con el formulario especial de legalización el interesado deberá allegar, so pena de ser rechazada su solicitud:

1. Mínimo dos (2) pruebas de las enumeradas a continuación, que permitan demostrar sus actividades de explotación con anterioridad al 17 de agosto del 2001:

   a) Declaración extra proceso de dos (2) testigos rendida ante Juzgado, Alcaldía o Notaría, sobre la antigüedad y ubicación de las actividades de explotación;

   b) Formulario de declaración de producción y liquidación de regalías y su correspondiente recibo o certificado de pago;

   c) Facturas de comercialización y venta del mineral explotado;

d) Cualquier otro documento o prueba que demuestre la antigüedad de la explotación con anterioridad al 17 de agosto de 2001.

2. Plano a escala 1:5000, delimitando el polígono objeto de legalización por una de las siguientes opciones: Por coordenadas planas de Gauss o por rumbos y distancias, donde uno de los vértices del polígono deberá estar relacionado mediante rumbo y distancia, al punto arcifinio. El punto arcifinio deberá ser fácilmente identificable y estar definido por coordenadas planas, las cuales pueden ser tomadas directamente de planchas o fotomosaicos del Instituto Geográfico Agustín Codazzi o, cuando no existan las referencias en las mencionadas planchas, por métodos astronómicos o geodésicos de los accidentes geográficos que conforman el punto arcifinio seleccionado.

3. Si el solicitante es persona natural, fotocopia de la Cédula de Ciudadanía. Tratándose de Persona Jurídica, deberá aportar Certificado de Existencia y Representación Legal expedido máximo con un (1) mes de antelación, en cuyo objeto social figure la realización de actividades de exploración y explotación de minerales y la duración o vigencia de la sociedad por un término igual o mayor al del contrato de concesión a suscribirse, fotocopia del Número de Identificación Tributaria, NIT, y fotocopia de la cédula de ciudadanía del Representante Legal.

Parágrafo 1º. En el caso de que la solicitud de legalización no sea presentada en el formulario adoptado para el efecto o carezca de los requisitos y anexos señalados en el mismo, la autoridad minera delegada procederá en un término no mayor a veinte (20) días a requerir al interesado para que la complete o subsane, so pena de rechazo de la solicitud. El término para corregir o subsanar la propuesta será de hasta treinta (30) días y la autoridad minera contará con un plazo de treinta (30) días para resolver definitivamente.

Parágrafo 2º. Los explotadores de minas de propiedad estatal sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional a los que se refiere la presente sección, tendrán derecho a solicitar y obtener de la autoridad minera delegada competente en cada caso, en forma gratuita, la asesoría técnica y jurídica que demande la legalización.

Las autoridades mineras delegadas podrán suscribir convenios con los Consultorios Jurídicos de las Facultades de Derecho, así como con las facultades de Ingeniería y Geología del país, con el fin de garantizar la asesoría técnica y jurídica que requiera la legalización.

(Decreto 2390 de 2002, art 3)

Artículo 2.2.5.5.1.4 *Superposición total de áreas en solicitudes de legalización*. En el caso de superposición total de áreas y para el mismo mineral, entre solicitudes de legalización con: Solicitudes de legalización en trámite, propuestas de contratos de concesión y solicitudes anteriores, solicitudes de autorización temporal anteriores o autorizaciones temporales en ejecución, títulos mineros otorgados inscritos y no inscritos en el Registro Minero Nacional, títulos de propiedad privada del subsuelo, zonas de reserva especial, zonas de seguridad

nacional, zonas excluibles de la minería, zonas de minería restringida y demás áreas de protección ecológica y ambiental de acuerdo con la normatividad ambiental vigente, sin la correspondiente autorización o zonas de inversión estatal; y las áreas sobre las que se hubiere resuelto abrir licitaciones y concursos dentro de las zonas anteriormente aportadas, tal y como lo dispone el artículo 351 del Código de Minas, se procederá al rechazo de la solicitud y se ordenará la suspensión de la explotación de conformidad con lo establecido en el artículo 306 y el Capítulo XVII del Código de Minas.

Parágrafo 1°. En el caso de que la superposición sea parcial y para el mismo mineral, la autoridad minera delegada procederá de oficio a eliminarla e informará al interesado el área que queda libre, a efectos de que éste manifieste en el término de treinta (30) días siguientes al recibo de la comunicación en tal sentido, si desea continuar con su solicitud respecto de esta, so pena de proceder al rechazo de la misma.

Parágrafo 2°. En el caso de que la solicitud de legalización se encuentre ubicada dentro del área de un título minero de explotación para mineral diferente, que cuente con Programa de Trabajos y Obras, PTO, aprobado o Programa de Trabajos e Inversiones, PTI, aprobado y que el titular del contrato no hubiere solicitado la adición al objeto del mismo, se procederá de conformidad con el artículo 63 de la Ley 685 de 2001 y el artículo 2.2.4.8.1.7 de la presente sección.

Parágrafo 3°. Las superposiciones entre solicitudes de explotadores de minas de propiedad estatal sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional a que se refiere la presente sección, se definirán teniendo en cuenta la fecha de presentación de la solicitud.

Parágrafo 4°. Cuando proceda el rechazo de la solicitud, del acto administrativo que la declare se compulsará copia a la autoridad ambiental competente, con el fin de que ésta ordene la adopción de las medidas necesarias a tomar por parte del solicitante para mitigar y corregir el impacto ambiental producido por la explotación de hecho. Igualmente, se compulsará copia del mismo al alcalde del municipio en que se adelantare la explotación, con el fin de que éste proceda a efectuar diligencia de cierre, suspensión de trabajos y decomiso de mineral, de conformidad con el artículo 306 del Código de Minas.

(Decreto 2390 de 2002, art 4)

Artículo 2.2.5.5.1.5. ***Visita técnica minero ambiental.*** Si habiéndose efectuado el estudio de libertad de áreas, se determina que el área solicitada se encuentra totalmente libre o si habiéndose presentado superposición parcial el interesado en la solicitud de legalización acepta dentro del término previsto para ello, el área que haya quedado libre, la autoridad minera delegada y la autoridad ambiental respectiva adelantarán en conjunto una visita técnica al área correspondiente.

Esta visita técnica minero ambiental tendrá los siguientes objetivos:

a) Constatar la existencia y explotación de minerales dentro del área solicitada, así como establecer la antigüedad aproximada de las labores mineras;

b) Verificar en el terreno el área solicitada en planos y realizar levantamiento topográfico de los trabajos mineros existentes en ella;

c) Determinar las condiciones ambientales de la explotación y las medidas a tomar para corregir las posibles fallas, así como consultar los usos del suelo establecidos en los respectivos Planes de Ordenamiento Territorial;

d) Determinar la posibilidad de emprender proyectos mineros conjuntos con otros explotadores legales e ilegales de la misma área objeto de la legalización, para efectos de garantizar la explotación racional del recurso y el adecuado aprovechamiento del yacimiento, de conformidad con el artículo 101 de la Ley 685 de 2001;

e) Verificar el (los) sistema(s) y método(s) de explotación, infraestructura instalada, personal, herramienta, maquinaria y equipo utilizado, sistema de beneficio y/o transformación y producción referenciada por el solicitante;

f) Identificar las condiciones técnicas de seguridad e higiene minera en que se adelanta la explotación, de conformidad con las normas vigentes sobre la materia;

g) En caso de ser necesario, determinar los permisos, concesiones o autorizaciones de aprovechamiento de recursos naturales renovables que se requiere obtener para el desarrollo de la explotación minera y su correspondiente legalización;

h) Establecer las condiciones y características en que se deberá elaborar el Plan de Manejo Ambiental para las actividades de explotación minera objeto de legalización y la posibilidad de que se adelante dicho plan dentro de un estudio regional;

i) Determinar la pertinencia técnica y ambiental de la explotación minera.

Parágrafo 1°. Practicada la visita técnica minero ambiental de que trata este artículo se procederá a suscribir un acta en el formato que para el efecto adopte el Ministerio de Minas y Energía, por parte de los miembros de la comisión que la practican y por el solicitante de la legalización o por quien atienda la diligencia.

Parágrafo 2°. Para los efectos de este artículo, la autoridad minera delegada deberá informar mensualmente a la autoridad ambiental respectiva de las solicitudes de legalización recibidas y su ubicación, a efectos de coordinar el programa de visitas correspondiente.

La visita técnica minero ambiental a que se refiere este artículo, se practicará previa coordinación con la autoridad ambiental competente y dentro de los plazos y cronogramas que establezcan las autoridades mineras delegadas.

La fecha y hora de la visita técnica minero ambiental será informada mediante correo certificado o cualquier otro medio idóneo al explotador ilegal con la debida

antelación, con el objeto de garantizar su conocimiento sobre la realización de la misma a efectos de que pueda participar en ella.

Parágrafo 3°. Cuando el informe de visita recomiende una legalización conjunta de varios explotadores legales e ilegales, la autoridad minera delegada deberá proponer dicha opción a los explotadores involucrados, quienes responderán en un término no superior a sesenta (60) días sobre dicha propuesta. La viabilidad de la explotación conjunta requerirá de la voluntad expresa de los solicitantes, quienes deberán presentar una nueva solicitud que los agrupe a todos. En caso contrario, se continuará el trámite independiente de cada una de las solicitudes.

(Decreto 2390 de 2002, art 5)

Artículo 2.2.5.5.1.6 ***Informe de visita.*** El informe de visita conjunta debe referirse en forma expresa y clara a cada uno de los ítems indicados en el artículo anterior y precisar si, desde el punto de vista minero y ambiental, es viable continuar con el trámite de la solicitud o si, por el contrario, se recomienda el rechazo de la misma.

En el evento de que el informe recomiende continuar con el trámite de la solicitud, la autoridad minera delegada procederá a ello conforme lo establece el artículo 2.2.4.8.1.10 de la presente sección. Caso contrario, se ordenará el rechazo de la solicitud a través de acto administrativo motivado contra el cual sólo procede recurso de reposición.

(Decreto 2390 de 2002, art 6)

Artículo 2.2.5.5.1.7 ***Continuación del trámite de la solicitud***. Cuando el informe de visita de qué trata el artículo anterior recomiende continuar el trámite de la solicitud de legalización cuya área se superpone a un título minero que tenga Programa de Trabajos y Obras (PTO) o Programa de Trabajos e Inversiones (PTI) aprobado por la autoridad minera delegada y se refiera a un mineral diferente, se procederá a comunicar esa situación al explotador de hecho y a nombrar peritos, de conformidad con el artículo 63 de la Ley 685 de 2001.

El perito designado para la práctica de la diligencia será seleccionado de una lista de ingenieros de minas y geólogos que para el efecto llevará cada una de las autoridades mineras delegadas de conformidad con los lineamientos impartidos para el efecto por el Ministerio de Minas y Energía. Los honorarios de los peritos serán tasados por la autoridad minera delegada de conformidad con los precios que por dichos servicios esta establezca.

El perito para la elaboración de su dictamen, tendrá acceso al informe de visita técnica minero ambiental practicada al área de solicitud de legalización, así como al PTO o al PTI aprobado del beneficiario del título vigente y la demás información disponible requerida para el cumplimiento de su función.
Cuando el dictamen del perito determine que las explotaciones no son técnicamente compatibles, se procederá a rechazar la solicitud de legalización. En el evento contrario, se continuará con el trámite de la legalización de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.4.8.1.10 de esta sección.

Los asuntos no regulados en esta sección estarán sujetos al procedimiento establecido en el Código de Procedimiento Civil, en cuanto sean compatibles con el artículo 63 de la Ley 685 de 2001 y con lo previsto en esta disposición.

(Decreto 2390 de 2002, art 7)

Artículo 2.2.5.5.1.8 ***No habrá lugar a la legalización.*** No habrá lugar a la legalización de explotaciones mineras cuando a juicio de la autoridad ambiental no sean viables, y/o cuando a juicio de la autoridad minera delegada sean manifiestamente inseguras, presenten peligro inminente para la vida de los mineros o de los habitantes de las zonas aledañas.

(Decreto 2390 de 2002, art 8)

Artículo 2.2.5.5.1.9 ***Zonas mineras de comunidades negras, indígenas o mixtas.*** En caso de solicitudes de legalización que se localicen en áreas de zonas mineras de comunidades negras, indígenas o mixtas se procederá de acuerdo con lo establecido en el Capítulo XIV de la Ley 685 de 2001.

(Decreto 2390 de 2002, art 9)

Artículo 2.2.5.5.1.10 ***Registro de las condiciones.*** Una vez registradas las condiciones geológicas, mineras y ambientales de la explotación y las existentes en el área a legalizar, tal como se indica en el artículo 2.2.4.8.1.5 de la presente sección, la autoridad minera delegada procederá a elaborar un Programa de Trabajos y Obras (PTO) consistente con la información geológico-minera disponible, para efectos de definir la viabilidad del proyecto; y, la autoridad ambiental procederá a elaborar e imponer mediante resolución motivada el Plan de Manejo Ambiental respectivo. Para la elaboración de tales estudios la autoridad minera delegada y la ambiental tendrán un término no mayor a seis (6) meses, contados a partir de la presentación del informe que recomiende la legalización.

Parágrafo 1º. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la ejecutoria del acto administrativo que imponga el Plan de Manejo Ambiental, el interesado deberá solicitar los permisos, autorizaciones y concesiones para uso o aprovechamiento de los recursos naturales renovables que sean necesarios para adelantar la explotación.

Parágrafo 2º. Una vez ejecutoriado el acto administrativo que impone el Plan de Manejo Ambiental, la autoridad ambiental remitirá copia de la respectiva providencia a la autoridad minera delegada, para que haga parte del contrato de concesión minera a suscribirse.

Elaborado por la autoridad minera delegada el Programa de Trabajos y Obras (PTO), se requerirá al interesado en la solicitud con el fin de que manifieste por escrito en forma expresa y clara, su aceptación a los resultados y conclusiones precisados en dicho programa y, en tal virtud, se comprometa a ejecutarlo. En caso que el interesado en la solicitud no acepte el PTO elaborado, se procederá al rechazo de la misma.

(Decreto 2390 de 2002, art 10)

Artículo 2.2.5.5.1.11 ***Aceptación el PTO***. Si el interesado en la solicitud acepta el PTO elaborado por la autoridad minera delegada, se procederá dentro de los treinta (30) días siguientes a suscribir Contrato de Concesión para Explotación Minera en el formato único de minuta que para el efecto adopte el Ministerio de Minas y Energía.

(Decreto 2390 de 2002, art 11)

Artículo 2.2.5.5.1.12 ***Competencia de las entidades.*** Las entidades delegadas por el Ministerio de Minas y Energía para adelantar y decidir trámites mineros se consideran competentes en los términos de la delegación, dentro del ámbito de su jurisdicción y respecto de los minerales de su competencia para tramitar y legalizar explotaciones de minas de propiedad estatal sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional.

(Decreto 2390 de 2002, art 12)

Artículo 2.2.5.5.1.13 ***Campañas de divulgación***. Las autoridades mineras delegadas deberán adelantar dentro del ámbito de su jurisdicción amplias campañas de divulgación del programa de legalización con el fin de alcanzar con este la mayor cobertura posible.

De igual manera, deberán prestar a todos los interesados la asesoría necesaria para dilucidar las inquietudes que se presenten en relación con la aplicación de esta sección.

(Decreto 2390 de 2002, art 13)

Artículo 2.2.5.5.1.14 ***Solicitud en trámite.*** Mientras la solicitud de legalización presentada por explotadores de minas de propiedad estatal sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional no haya sido resuelta por la autoridad minera delegada competente, no habrá lugar a suspender las labores de explotación, a decomisar el mineral explotado, ni a proseguir la acción penal a que se refiere el artículo 338 de la Ley 599 de 2000 (Código Penal). Lo anterior, sin perjuicio de las acciones que sean aplicables en virtud de la normatividad ambiental vigente.

(Decreto 2390 de 2002, art 14)

CAPITULO 6. COMERCIALIZACIÓN.

SECCION 1. RUCOM.

Artículo 2.2.5.6.1,1.1 ***Definiciones.*** Para efectos de la aplicación de la presente sección se adoptan las siguientes definiciones:

Titular Minero en Etapa de Explotación. Persona natural o jurídica beneficiaria de un título minero debidamente otorgado e inscrito en el Registro Minero Nacional, conforme a la Ley 685 de 2001 o demás normas que la modifiquen o sustituyan; así como los beneficiarios de los demás

títulos mineros vigentes al entrar a regir el Código de Minas, que se encuentren en etapa de explotación y cuenten con PTO/PTI aprobado y con las autorizaciones o licencias ambientales respectivas.

Explotador Minero Autorizado. Se entiende por Explotador Minero Autorizado las siguientes personas: (i) Titular Minero en Etapa de Explotación, (ii) Solicitante de programas de legalización o de formalización minera, mientras se resuelvan dichas solicitudes (iii) Beneficiarios de áreas de reserva especial, mientras se resuelvan dichas solicitudes, (iv) Subcontratista de formalización minera, (v) Barequeros inscritos ante la alcaldía respectiva, y (vi) Chatarreros.

Comercializador de Minerales Autorizado. Persona natural o jurídica que realiza de forma regular la actividad de comprar y vender minerales para transformarlos, beneficiarlos, distribuirlos, intermediarios, exportarlos o consumirlos, debidamente inscritos en el Registro Único de Comercializadores de Minerales, y que cuente con la certificación de la Agencia Nacional de Minería donde conste dicha inscripción.

Comercializador de Minerales. Persona natural o jurídica que realiza de forma regular la actividad de comprar y vender minerales para transformarlos, beneficiarlos, distribuirlos, intermediarios, exportarlos o consumirlos.

Capacidad Instalada. Es la cantidad máxima de minerales que puede producirse en el área de un título minero vigente e inscrito en el Registro Minero Nacional en concordancia con lo estipulado en el Plan de Trabajos y Obras y/o Plan de Trabajos e Inversiones, salvo para el caso de piedras preciosas y semi preciosas.

Certificado de Origen. Documento que se emite para certificar la procedencia lícita del mineral que se transporte, transforme, distribuya, intermedie o comercialice, el cual deberá ser expedido por el Explotador Minero Autorizado, y no tendrá fecha de vencimiento alguna.

Barequeros. Actividad popular de los habitantes de terrenos aluviales actuales, que se contrae al lavado de arenas por medios manuales sin ninguna ayuda de maquinaria o medios mecánicos, con el objeto de separar y recoger metales preciosos contenidos en dichas arenas; y que igualmente permite la recolección de piedras preciosas y semipreciosas por medios similares a los aquí descritos, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 155 y siguientes de la Ley 685 de 2001.

Chatarreros. Para efectos de esta sección, se entiende por chatarrero la persona natural que se dedica a la actividad manual de recolección de mineral con contenido de metales preciosos presente en los desechos de las explotaciones mineras.

RUCOM. Es el Registro Único de Comercializadores de Minerales, en el cual deberán inscribirse los Comercializadores de Minerales como requisito para tener acceso a la compra y/o venta de minerales, así como publicarse los titulares de derechos mineros que se encuentren en etapa de

explotación y que cuenten con las autorizaciones o licencias ambientales respectivas.

(Decreto 0276 de 2015, art 1)

Artículo 2.2.5.6.1,1.2 ***Administración del RUCOM.*** La Agencia Nacional de Minería o quien haga sus veces administrará el RUCOM, y será el único medio para dar autenticidad de los datos inscritos.

(Decreto 0276 de 2015, art 2)

Artículo 2.2.5.6.1,1.3 ***Certificación de Inscripción en el RUCOM.*** La Agencia Nacional de Minería, o quien haga sus veces, expedirá una certificación en la que se acredite la calidad de Comercializador de Minerales Autorizado debidamente inscritos en el RUCOM.

(Decreto 0276 de 2015, art 3)

Artículo 2.2.5.6.1,1.4 ***Expedición del Certificado de Origen.*** El Comercializador de Minerales Autorizado deberá contar con el Certificado de Origen expedido por el Explotador Minero Autorizado y las Plantas de Beneficio.

La Agencia Nacional de Minería elaborará los formatos de Certificado de Origen de manera diferenciada en los siguientes términos:

El formato del Certificado de Origen que deberá ser diligenciado y expedido por los Explotadores Mineros Autorizados, con excepción de los Barequeros y Chatarreros, deberá contener: (i) Fecha (ii) Consecutivo (iii) identificación del expediente por número o nombre del Explotador de Minerales Autorizado (iv) documento de identidad del Explotador de Minerales Autorizado, (v) municipio (s) y departamento(s) donde se realizó la extracción, (vi) tipo mineral extraído, (vii) cantidad de mineral comercializado y unidad de medida, (viii) nombre o razón social del Comercializador de Minerales Autorizado a quien se le vende el mineral, (ix) documento de identidad; si se trata de una persona jurídica deberá indicar el NIT del Comercializador de Minerales Autorizado o consumidor (x) número RUCOM del Comercializador de Minerales Autorizado que adquiere el mineral.

El formato del Certificado de Origen que deberá ser diligenciado y expedido por los Barequeros y Chatarreros, deberá contener: (i) Fecha, (ii) nombre, (iii) alcaldía en la cual se encuentra inscrito, (iv) tipo de mineral extraído, (v) cantidad de mineral comercializado y unidad de medida, (vi) nombre o razón social del Comercializador de Minerales Autorizado a quien se le vende el mineral, (vii) documento de identidad; si se trata de una persona jurídica deberá indicar el NIT del Comercializador de Minerales Autorizado o consumidor (viii) número RUCOM del Comercializador de Minerales Autorizado que adquiere el mineral.

El formato del Certificado de Origen que deberá ser diligenciado y expedido por las personas que poseen plantas de beneficio, deberá contener: (i) Fecha (ii) Consecutivo (iii) Relación de los Certificados de Origen de los Explotadores Mineros Autorizados que benefician minerales en la planta con indicación del nombre y documento de identidad de los Explotadores Mineros Autorizados que benefician minerales en la planta, (iv) tipo mineral beneficiado, (v) cantidad de mineral a comercializar y unidad de medida, (vi) nombre o razón social del

Comercializador de Minerales Autorizado a quien se le vende el mineral, (vii) documento de identidad; si se trata de una persona jurídica deberá indicar el NIT del Comercializador de Minerales Autorizado o consumidor (viii) número RUCOM del Comercializador de Minerales Autorizado que adquiere el mineral.

Parágrafo 1°. Cuando la compra del mineral se realice de Comercializador de Minerales Autorizado a Comercializador de Minerales Autorizado, quien vende deberá suministrar copia del Certificado de Origen del mineral a quien compra.

Parágrafo 2°. Las Plantas de Beneficio y el Explotador Minero Autorizado (con excepción del Barequero y el Chatarrero) deberán llevar un control de los Certificados de Origen expedidos, mediante el número consecutivo indicado en el formato establecido para el efecto, cuya información deberá coincidir con la declaración de producción y liquidación de regalías entregada a la Autoridad Minera Nacional. Lo anterior, para efectos del seguimiento y control que debe ejercer dicha autoridad conforme a lo dispuesto en la Ley 1530 de 2012.

Parágrafo 3°. Los subcontratistas de Contratos de Operación Minera para la enajenación del mineral por ellos extraído, deberán obtener el correspondiente Certificado de Origen del titular minero respecto del cual ejecuta el trabajo y obra de explotación.

(*Decreto 0276 de 2015, art 4)*

Artículo 2.2.5.6.1,1.5 ***Excepciones a la inscripción.*** Para efectos de esta sección, no tienen la obligación de inscribirse en el RUCOM, las siguientes personas:

a) El Explotador Minero Autorizado, para quienes operará la publicación de los respectivos listados por parte de la Agencia Nacional de Minería en la plataforma del Registro Único de Comercializadores RUCOM, sin perjuicio de las inscripciones que deberán cumplir Barequeros y Chatarreros ante las respectivas alcaldías

b) Quienes comercialicen productos ya elaborados para joyería, y que dentro de su proceso de producción requieren como materia prima, metales preciosos, piedras preciosas y semipreciosas, sin superar los volúmenes, cantidades peso o cualquier otro criterio cualitativo que la Agencia Nacional de Minería determine mediante acto administrativo de carácter general.

c) Las personas naturales o jurídicas que adquieren minerales para destinarlos a actividades diferentes a la comercialización de los mismos, sin superar los volúmenes, cantidades, peso o cualquier otro criterio cualitativo que la Agencia Nacional de Minería determine mediante acto administrativo de carácter general y que permita evidenciar el comercio de minerales.

Parágrafo 1°. A partir de la entrada en vigencia de esta sección, la Autoridad Minera Nacional contará con un término de cuatro (4) meses para fijar los criterios referidos en los literales anteriores.

Parágrafo 2°. Las personas exceptuadas en los literales b) y c) de este artículo, cuando les sea requerida por las autoridades competentes, deberán demostrar la

procedencia lícita del mineral mediante la presentación de: (i) Copia del Certificado de Origen suministrado por los Comercializadores de Minerales Autorizados o las Plantas de Beneficio, (ii) Certificado de Origen expedido por el Explotador Minero Autorizado.

(Decreto 0276 de 2015, art 5)

Artículo 2.2.5.6.1,1.6 ***Publicación de Titular Minero en Etapa de Explotación.*** La Agencia Nacional de Minería o quien haga sus veces, publicará y mantendrá actualizada la información personas naturales o jurídicas titulares de mineros se encuentren en etapa explotación, tal y como se encuentran definidos en la presente sección.

En esta publicación deberá contener: Nombre e Identificación Titular(es) Municipio(s) y Departamento(s), Mineral y Código de Registro Minero Nacional, y Capacidad de Producción Mensual expresada en unidades de volumen de cada uno de los títulos mineros. Esta información será la que corresponda a lo aprobado en el Programa de Trabajo e Inversiones (PTI) o Plan Trabajos y obras (PTO).

Así mismo, deberá publicar el listado de los (i) solicitantes de programas de legalización o formalización minera, mientras se resuelvan dichas solicitudes (ii) beneficiarios de áreas de reserva especial, mientras se resuelvan dichas solicitudes, (iii) Subcontratista de formalización minera, (iv) Barequeros y Chatarreros inscritos la alcaldía respectiva.

Parágrafo. Los alcaldes deberán, en un término de tres (3) meses la contados a partir del 17 de febrero de 2015 remitir a la Agencia Nacional el listado de los barequeros que ya se encuentren inscritos ante su despacho, con el fin de que estos sean publicados a título informativo por esta autoridad en la plataforma del RUCOM. Los chatarreras deberán inscribirse en la alcaldía donde su actividad en el término doce (12) meses contados a partir del 17 de febrero de 2015, sin perjuicio de que puedan enajenar el mineral por ellos extraído, durante este lapso.

Los listados de dichos inscritos deberán ser remitidos por el alcalde a la Agencia Nacional Minería, dentro los tres (3) meses siguientes a dicha inscripción.

Las inscripciones que se realicen con posterioridad a los anteriores términos deberán ser remitidos por el alcalde a la Agencia Nacional de Minería, cada seis (6) meses, o antes, si a ello hubiere lugar.
(Decreto 0276 de 2015, art 6)

Artículo 2.2.5.6.1,1.7 ***Plantas de beneficio.*** El certificado de origen que deben expedir las personas que poseen plantas de beneficio, para la venta de los minerales presentes en el lodo aurífero que resulta de las actividades realizadas en estas, deberá soportarse en los certificados de origen de los diferentes explotadores mineros autorizados que beneficien en dicha planta. Para este efecto, el propietario de la planta, deberá anexar a su certificado de origen copia de los certificados de dichos explotadores
(Decreto 0276 de 2015, art 7)

Artículo 2.2.5.6.1,1.8 ***Casa de compra y venta***. Las casa de compra y venta que compre mineral de oro, plata y platino, así como piedras preciosas y semipreciosas de explotadores mineros autorizados y plantas de beneficio deberá inscribirse en el RUCOM y contar con el correspondiente certificado de origen. En los casos en que estas solo adquieran joyería en desuso no deberán realizar dicha inscripción; no obstante, deberán acreditar mediante la factura correspondiente la compra de dichas joyas en este caso contrario estarán en la obligación de inscribirse en el RUCOM

(Decreto 0276 de 2015, art 8)

SUBSECCIÓN 1.2.COMERCIALIZADORES DE MINERALES

Artículo 2.2.5.6.1,2.1 ***Requisitos.*** Requisitos para la inscripción en el registro único de comercializadores de minerales. Los siguientes son los requisitos de carácter obligatorio para la debida inscripción en el RUCOM

a) Nombre o razón social según se trate de persona natural o jurídica

b) Documento de identificación del inscrito si es persona natural

c) Registro Único Tributario (RUT)

d) Certificado de existencia y representación legal, con una antigüedad a la fecha de expedición no mayor a treinta (30) días, cuando se trate de personas jurídicas.

e) Domicilio principal y dirección para notificaciones

f) Balance General y Estado de Resultados debidamente certificados y dictaminados, junto con sus notas, con corte a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, cuando se trate de personas jurídicas.

g) Resolución expedida por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN, cuando se trate de Sociedades de Comercialización Internacional que las autoriza a realizar esta actividad.

h) Demostración por las personas naturales y jurídicas de la capacidad económica para cumplir las actividades de comercialización de minerales, la cual deberá ser soportada de acuerdo con los criterios que para el efecto fijará la Autoridad Minera Nacional.

(Decreto 0276 de 2015, art 9)

Artículo 2.2.5.6.1,2.2 ***Obligaciones de los Comercializadores de Minerales Autorizado***. El Comercializador de Minerales autorizado minerales deberá:

a) Mantener actualizada la inscripción en el Registro Único de Comercializadores de Minerales -RUCOM.

b) Cumplir con toda la normativa legal vigente en materia minera, tributaria, aduanera, cambiaria y de comercio nacional e internacional.

c) Tener vigentes y actualizados el Registro Único Tributario (RUT), Registro Mercantil y Resolución de Facturación, cuando se trate de establecimientos de comercio.

d) Mantener actualizados todos los actos, libros y documentos respecto de los cuales la Ley exige esa formalidad.

e) Llevar contabilidad regular de sus negocios conforme a las prescripciones legales.

f) Tener la factura comercial del mineral o minerales que transformen, distribuyan, intermedien y comercialicen.

g) Cumplir, para el caso de las sociedades de Comercialización Internacional, con las disposiciones contenidas en el Decreto 2685 de 1999 y demás normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

h) Contar con la certificación en la que se acredite la calidad de Comercializador de Minerales Autorizado inscrito en el Registro Único de Comercializadores de minerales -RUCOM.

i) Contar con el correspondiente Certificado de Origen de los minerales que transforme, distribuya, intermedie, comercialice, beneficie y consuma.

(Decreto 0276 de 2015, art 10)

SUBSECCIÓN 1.3 TRANSPORTADORES

Artículo 2.2.5.6.1,3.1 ***Requisitos para el transporte de minerales.*** Quienes transporten minerales dentro del territorio nacional, deberán portar (i) copia de la certificación de inscripción en el RUCOM del Comercializador de Minerales Autorizado a quien pertenecen los minerales transportados, y (ii) copia del Certificado de Origen del mineral transportado.

En el evento que el mineral transportado pertenezca a un Explotador de Minerales Autorizado sólo se requerirá al transportador el correspondiente Certificado de Origen.

Estos serán los únicos documentos exigidos para acreditar la procedencia lícita del mineral, sin perjuicio de la demás documentación que se contemplen en las normas de transporte y que soliciten las autoridades competentes.

(Decreto 0276 de 2015, art 11)

SUBSECCIÓN 1.4 ACTUALIZACIÓN DEL RUCOM Y SANCIONES

Artículo 2.2.5.6.1,4.1 ***Actualización***. Comercializadores de Minerales Autorizados deberán actualizar la información suministrada al momento de la inscripción en el RUCOM, ante cualquier cambio que ocurra, y renovar en el mes de mayo cada año, los documentos contenidos en los literales d), f) y g) del artículo 2.2.4.8.1.9 de la presente Sección. El incumplimiento a la obligación de renovar la información y documentación señalada, no permitirá extender la inscripción en el RUCOM.

La Autoridad Minera Nacional deberá realizar la inscripción, actualización o renovación en el RUCOM; y expedir la certificación correspondiente en un término no mayor a cuarenta a (45) días hábiles contados a partir la presentación la solicitud.

El lapso anteriormente señalado también aplicará a las solicitudes debidamente presentadas y pendientes de resolver por parte de la Agencia Nacional de Minería ANM.

(*Decreto 0276 de 2015, art 12)*

Artículo 2.2.5.6.1,4.2 ***Decomiso y Multa.*** Una vez la Policía Nacional incaute con fines decomiso el mineral, cuya procedencia lícita no haya sido certificada, procederá a dejarlo a disposición alcalde del lugar donde se realice dicha incautación, para los fines pertinentes, sin perjuicio de la información que deba suministrarse a la Fiscalía General de la Nación.

La acreditación de que habla el inciso anterior se demostrará,(i) para el caso Comercializador de Minerales Autorizado, con: (a) la certificación de inscripción en el RUCOM expedida por la Agencia Nacional Minería (b) copia certificado origen del mineral, (c) factura en el evento que se estime pertinente, *(ii)* para el caso del titular minero en de explotación, de los solicitantes de procesos legalización o formalización minera, beneficiarios de especial y subcontratos de formalización con: certificado de origen del mineral, *(iii)* para el caso del barequero o chatarrero, con: de inscripción en la alcaldía respectiva.

Una vez el alcalde reciba el mineral de parte de la Policía Nacional, efectuará el decomiso provisional del mismo y, no acreditarse la procedencia lícita, lo pondrá a disposición de la autoridad penal competente, la cual, una vez agotado el procedimiento respectivo, ordenará la enajenación a título oneroso y que el producto se destine a programas de erradicación de explotación ilícita de minerales.

Parágrafo 1. Cuando no se acredite ante la Policía Nacional de minerales comercializados, ésta informará a la Agencia Nacional Minería para que imponga una multa de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 115 de la Ley 685 de 2001 en concordancia con lo establecido por el artículo 112 de la Ley 1450 2011, conforme a los para el fije el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2. La Policía Nacional para realizar la incautación, cumplirá con protocolos de actos urgentes, rotulación, embalaje, fijación fotográfica, cadena de custodia, entrevistas y demás que considere para dar legitimidad al procedimiento.

(*Decreto 0276 de 2015, art 13)*

SUBSECCIÓN 1.5 TRANSICION Y VIGENCIA

Artículo 2.2.5.6.1,5.1 . ***Inventario.*** Las personas naturales o jurídicas que a la fecha de publicación de la presente sección tengan inventarios físicos de minerales sin Certificado de Origen, pero que se encuentren declarados en su contabilidad, libros, registros contables, inventarios o estados financieros expedidos hasta el año 2014, deberán realizar su comercialización antes del 31 de diciembre del año 2015, so pena de multa y decomiso de estos minerales, de acuerdo con lo dispuesto en la presente sección

(Decreto 0276 de 2015, art 14)

Artículo 2.2.5.6.1,5.2 ***Barequeros.*** En virtud del trato diferencial a la minería informal que consagra el artículo 107 de la Ley 1450 de 2011, los barequeros que no se encuentren en los listados reportados por las alcaldías podrán comercializar sus productos hasta por un lapso no superior a seis (6) meses, contados a partir de del 17 de febrero de 2015Vencido dicho lapso se les exigirá la inscripción correspondiente.

(Decreto 0276 de 2015, art 15)

Artículo 2.2.5.6.1,5.3 ***Capacidad Económica.*** El requisito de capacidad económica establecido en esta sección, será exigible a partir del 1° de enero del año 2017, a los comercializadores de minerales inscritos a la fecha en el RUCOM; a los comercializadores de minerales que hayan iniciado el trámite de inscripción, y a los comercializadores de minerales que la soliciten a partir del 17 de febrero de 2015.

(Decreto 0276 de 2015, art 16)

CAPITULO 7.
ASPECTOS ECONOMICOS Y TRIBUTARIOS

Artículo 2.2.5.7.1 ***Obligación de declarar.*** Toda persona natural o jurídica propietaria privada del subsuelo, está obligada a presentar ante Minercol Ltda. o quien haga sus veces, conforme a los formularios de declaración de que trata el artículo 2.2.5.7.2 de esta sección, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la terminación de cada trimestre calendario, una declaración de producción de los minerales objeto del reconocimiento, indicando la jurisdicción municipal de donde se extrajo el mineral y liquidando el gravamen de que trata el inciso segundo del artículo 227 del Código de Minas de acuerdo con la producción declarada.

Parágrafo. Para la respectiva declaración, el propietario privado del subsuelo tendrá en cuenta el precio del mineral en boca o borde de mina fijado mediante delegación por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y que se encuentre vigente al momento de la liquidación y pago de la obligación.

(Decreto 2353 de 2001, art 3)

(Modificado por el articulo4 Decreto 1631 de 2002)

Artículo 2.2.5.7.2 ***Formularios de Declaración.*** La declaración a la cual se refiere el artículo anterior, se presentará en los formularios que para el efecto diseñe Minercol Ltda. o quien haga sus veces, en los cuales se deben indicar como mínimo los siguientes datos:

a) Trimestre declarado y año;

b) Nombre, domicilio y dirección del declarante;

c) Cédula de ciudadanía o número de identificación tributaria (NIT);

d) Nombre y lugar de ubicación de la mina o unidad de producción (municipio, vereda);

e) Cantidad del mineral producido en el trimestre a que se refiere la declaración;

f) Destino del mineral producido en el mencionado trimestre; nombre y domicilio de las personas a las cuales se les suministró el mineral, indicando la cantidad del mismo;

g) Liquidación del gravamen de que trata el inciso segundo del artículo 227 del Código de Minas a cargo del declarante, propietario privado del subsuelo;

h) Porcentajes que le corresponde a los entes beneficiarios de acuerdo con lo estipulado en la Ley 141 de 1994 o las normas que la adicionen o modifiquen.

(Decreto 2353 de 2001, art 4)

Artículo 2.2.5.7.3 ***Lugar y forma de pago***. El propietario privado del subsuelo deberá presentar su declaración y pagar trimestralmente en dinero, en la misma fecha de presentación, el valor de la liquidación del gravamen de que trata el inciso segundo del artículo 227 del Código de Minas. La declaración deberá estar acompañada del correspondiente recibo de pago.

El pago deberá efectuarse a nombre de la Empresa Nacional Mineral Ltda., Minercol Ltda. O quien haga sus veces, en las oficinas de dicha entidad en Bogotá, en las regionales o ante las dependencias de entidades bancarias que para ese fin señale Minercol Ltda. O quien haga sus veces, Para tal efecto, deberá constituir cuentas bancarias de recaudo nacional.

Parágrafo. A partir de 8 de noviembre de 2001, el propietario privado del subsuelo deberá pagar lo correspondiente al último trimestre del año 2001 de manera proporcional.

(Decreto 2353 de 2001, art 5)

Artículo 2.2.5.7.4 ***Transferencias***. Minercol Ltda. o quien haga sus veces, girará las participaciones correspondientes al gravamen estipulado en el inciso segundo del artículo 227 del Código de Minas a las entidades beneficiarias (municipio

productor, departamento productor, municipio portuario, y Fondo Nacional de Regalías), dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al último día del mes de recaudo. Minercol Ltda. o quien haga sus veces, enviará a la Comisión Nacional de Regalías, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes al trimestre liquidado, un informe consolidado de dicho gravamen, su distribución y la transferencia efectuada por dicha Entidad en el período inmediatamente anterior.

(Decreto 2353 de 2001, art 6)

Artículo 2.2.5.7.5 ***Paz y salvo.*** El propietario privado del subsuelo que explote carbón, directamente o a través de terceros, en las áreas de los Reconocimientos de Propiedad Privada y destine su producción a la exportación, deberá acreditar previamente ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales el respectivo pago y el trimestre en que se causó.

(Decreto 2353 de 2001, art 7)

Artículo 2.2.5.7.6 ***Verificación de Producción*** .La autoridad minera podrá realizar visitas técnicas de verificación de la producción, con el objeto de realizar la liquidación de las regalías, cuando considere que los pagos de regalías de los reconocimientos de propiedad privada inscritos en el Registro Minero Nacional, no corresponden a la producción declarada para el período liquidado.

(Decreto 1631 de 2002 art 5)

CAPITULO 8
RESERVAS ESPECIALES INDÍGENAS

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.1 ***Área de reserva indígena***. Para los efectos del literal f) del artículo 10 del Código de Minas, se considera reserva minera indígena el área ocupada en forma permanente por los resguardos indígenas o, en el caso de que no existieren legalmente tales resguardos, la de los lugares que se delimiten con el fin de que en ellos no puedan adelantarse actividades mineras sino bajo condiciones técnicas y operativas que preserven las especiales características culturales y económicas de los grupos y comunidades aborígenes;

El área de la reserva minera indígena y las condiciones especiales, en que en la misma puedan desarrollarse actividades mineras, serán señaladas por el Ministerio de Minas y Energía previo concepto favorable de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno.

(Decreto 710 de 1990, art 1)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.2 ***Zonas Mineras Indígenas***. De acuerdo con lo establecido en el artículo 123 del Código de Minas, son zonas mineras indígenas las áreas señaladas como tales por el Ministerio de Minas y Energía, ubicadas dentro de los Territorios Indígenas, y en las cuales toda actividad de exploración y explotación del suelo y subsuelo minero deberá ajustarse a las disposiciones especiales contenidas en el Capítulo XVI del Código de Minas.

(Decreto 710 de 1990, art 2)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.3 ***Limitación de las Zonas Mineras***. El Ministerio de Minas y Energía de oficio o a petición de las comunidades o grupos de indígenas y previo concepto favorable de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno, demarcará y limitará la zona minera indígena teniendo en cuenta los estudios geológicos mineros que se hubieren realizado sobre ella, los indicios o probabilidades de la existencia de minerales en cantidades explotables, la ocurrencia del aprovechamiento de los minerales por parte de la comunidades o grupos indígenas ocupantes del territorio indígena respectivo, así como las circunstancias de orden social y económico que hagan necesario dicho señalamiento para la protección del trabajo y bienestar de tales comunidades y grupos.

En todo caso las zonas mineras indígenas estarán dentro del territorio indígena, delimitado por División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno con base en las disposiciones legales sobre la materia y teniendo en cuenta la regularidad y permanencia de los asentamientos de los grupos indígenas y las circunstancias económicas y culturales que obligan a tomar como parte de ese territorio determinados lugares o áreas, continuas o discontinuas, que aun cuando no sean poseídas ni ocupadas en forma regular o permanente por dichos grupos, constituyan ámbito tradicional de sus actividades económicas y culturales.

(Decreto 710 de 1990, art 3)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.4 ***Demarcación***. La demarcación de la zona minera indígena podrá no coincidir con otras demarcaciones establecidas en las leyes con fines distintos de los establecidos en el artículo 123 del Código de Minas.

(Decreto 710 de 1990, art 5)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.5 ***Señalamiento de una zona minera indígena***. Para el señalamiento de una zona minera indígena, el Ministerio de Minas y Energía efectuará una visita técnica con el objeto de verificar sobre el terreno la naturaleza y ubicación de los trabajos mineros que se hubieren adelantado en el área, los indicios de que el suelo o subsuelo correspondientes son actual o potencialmente productores de minerales y las circunstancias de orden social y económico que hagan necesaria la constitución de la zona como medio de subsistencia y desarrollo de los grupos indígenas que habitan en el lugar o en sus cercanías.

(Decreto 710 de 1990, art 6)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.6 ***Resolución de linderos.*** La resolución que señale una zona minera indígena con la determinación de sus linderos, será inscrita en el Registro Minero y podrá ser modificada en cualquier tiempo por causa justificada mediante resolución motivada, previo concepto favorable de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno.

(Decreto 710 de 1990, art 7)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.7 ***Derecho de Prelación***. De acuerdo con lo establecido en el artículo 125 y 126 del Decreto 2655 de 1988 - Código de Minas, las

comunidades y grupos indígenas gozarán del derecho de prelación en el otorgamiento de licencia especial de exploración y explotación, dentro de las zonas mineras indígenas, en los términos fijados en los artículos citados. El procedimiento para establecer dichos beneficios será el señalado en los siguientes artículos.
(Decreto 710 de 1990, art 7)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.8 ***Otorgamiento de licencias especiales.*** El Ministerio de Minas y Energía, a solicitud de una comunidad o grupo indígena que habite dentro de un territorio indígena, podrá otorgarle licencia especial de exploración y explotación de los minerales, o de determinado mineral, ubicada en una zona minera indígena. La solicitud de licencia especial será presentada por la autoridad del correspondiente grupo o comunidad, a nombre de éstos y no de las personas que lo integren, ante el Ministerio de Minas y Energía. También podrá ser presentada en la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno, para ser remitida al mencionado Despacho.

Con la solicitud se anexará un certificado expedido por la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno en el que conste quien ejerce la autoridad y gobierno del grupo o comunidad solicitante.

Si se trata de otorgamiento oficioso también se requerirá de la certificación anterior.

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.9 ***Licencia especial.*** La licencia especial podrá otorgarse para todos los minerales que puedan existir en el área con excepción del carbón, la sal y los minerales radioactivos. Si se otorga sólo para determinados minerales, el Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar a terceros licencias de exploración, sujetas al régimen ordinario, y en este caso tomará las medidas necesarias para que las labores de los grupos o comunidades indígenas titulares de la licencia especial no sean interferidas.

(Decreto 710 de 1990, art 9)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.10 ***Delimitación.*** El área de la licencia especial para explorar y explotar minerales dentro de una zona minera indígena, será delimitada por el Ministerio de Minas y Energía y tendrá una extensión que no exceda lo previsto en los artículos 27, 28, 29 y 30 del Código de Minas, y una duración de diez (10) años prorrogables indefinidamente por períodos iguales. Esta licencia no será transferible en ningún caso.

(Decreto 710 de 1990, art 10)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.11 ***Uso del Derecho de Prelación.*** Cuando una persona distinta del grupo o comunidad indígena solicite al Ministerio de Minas y Energía título minero para exploración o explotación de yacimientos o depósitos ubicados en la zona minera indígena, oficiosamente y antes de darle trámite se notificará personalmente a la autoridad del grupo o comunidad habitante del correspondiente territorio indígena, para que en el término de sesenta (60) días haga valer la prelación que en su favor establece el artículo 125 del Código de

Minas y solicite licencia especial para explorar y explotar el mineral o minerales solicitados.

También se comunicará al Jefe de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno.

En todo caso el Ministerio de Minas y Energía en uso de sus facultades oficiosas podrá otorgar la licencia especial al grupo o comunidad indígena.

Si se hace uso del derecho de prelación o el Ministerio de Minas y Energía otorga oficiosamente la licencia especial, se rechazará la petición del particular.

En caso contrario se continuará con el trámite de la solicitud inicial.

(Decreto 710 de 1990, art 11)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.12 ***Vinculación Preferente.*** Cuando el Ministerio de Minas y Energía otorgare títulos para explorar o explotar dentro de las zonas mineras indígenas, a personas ajenas a la comunidad o grupo indígena, deberá señalar en el título respectivo, la obligación que tiene el beneficiario, de vincular preferentemente, a sus trabajos y obras, a los miembros de la comunidad o grupo indígena, así como brindarles la capacitación requerida para hacer efectiva dicha vinculación.

(Decreto 710 de 1990, art 12)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.13 ***Participación de los miembros de la comunidad en los trabajos mineros.*** Otorgada la licencia especial, corresponde a la autoridad del grupo o comunidad indígena, para la ejecución de los trabajos mineros, determinar las reglas y adoptar las medidas relacionadas con la participación de sus miembros en la ejecución de dichos trabajos y tendrá en cuenta lo dispuesto en el artículo 130 del Código de Minas.

Estas reglas y medidas deben prever el señalamiento de las personas, grupos o familias dedicadas a las labores mineras, las condiciones y oportunidades del ingreso y retiro de las mismas y la forma, época y condiciones de remuneración o participación en los productos obtenidos.

La División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno velará por la observancia de las reglas o medidas sobre las materias señaladas en el presente artículo.
(Decreto 710 de 1990, art 13)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.14 ***Contratos con terceros.*** Cuando la comunidad o grupo indígena, beneficiario de una licencia especial, resuelva efectuar en la correspondiente área, obras o trabajos de exploración y explotación por contratos con terceros, gozará de asistencia técnica gratuita del Ministerio de Minas y Energía para su celebración.

Dichos contratos, requieren para su validez de la aprobación de ese Ministerio, previo concepto favorable de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno.

(Decreto 710 de 1990, art 14)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.15 ***Planes de Capacitación y las Labores.*** En la exploración y explotación de carbón, sal y minerales radiactivos, que hayan de adelantar las entidades descentralizadas titulares de aportes dentro de una zona minera indígena, deberán poner en práctica un plan concreto de vinculación permanente de los grupos o comunidades indígenas a tales actividades. Este plan comprenderá tareas de capacitación que hagan posible dentro de plazos determinados, la efectiva vinculación de las comunidades indígenas a las actividades mencionadas.

En caso de que las entidades a que se refiere el inciso anterior, efectúen la exploración o explotación por contratos con terceros, acordarán con éstos, en los contratos respectivos, la ejecución de los planes de capacitación y las labores que deberán asignarse a las comunidades indígenas.

Todos los planes y acuerdos sobre estas materias requerirán concepto previo favorable de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno y la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, en concordancia, con lo establecido en el artículo 127 del Código de Minas.

(Decreto 710 de 1990, art 15)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.16 ***Destinación de las Regalías.*** Los municipios que perciban regalías o participaciones provenientes de explotaciones mineras ubicadas en los territorios indígenas de que trata el artículo 124 del Código de Minas, deberán destinar los correspondientes ingresos a obras y servicios que beneficien directamente a las comunidades y grupos aborígenes asentados en tales territorios. Estas obras y servicios se diseñarán y ejecutarán con la participación de las comunidades beneficiadas.

(Decreto 710 de 1990, art 16)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.17 ***Informe Anual.*** La autoridad de la comunidad o grupo indígena beneficiario de una licencia especial, deberá rendir al Ministerio de Minas y Energía, a través de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno, en formulario breve y simplificado, un informe sobre la cantidad de mineral explotado durante cada año de la licencia. Este informe se presentará dentro de los dos primeros meses del año siguiente.

(Decreto 710 de 1990, art 17)

Artículo 2.2.5.8.7.7.1.18 ***Temas Relacionados con las Zonas Mineras Indígenas.*** De acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del artículo 253 del Código de Minas cuando el Comité de Política Minera, aborde temas relacionados con las zonas mineras indígenas o territorios indígenas, invitará a un representante de la División de Asuntos Indígenas del Ministerio de Gobierno y a un representante de la Organización u Organizaciones Regionales Indígenas, como mínimo, que tengan presencia en dichos territorios.

(Decreto 710 de 1990, art 18)

(Modificado por artículo 1 del Decreto 137 de 1993)

Artìculo 2.2.5.8.11.13 . *Dinero producto de la venta directa de los bienes revertidos*. El dinero producto de la venta directa de los bienes revertidos entrará a formar parte del Presupuesto Nacional por conducto de la Dirección Tesorería General de la República.

(Decreto 137 de 1993, Art 13)
(Derogado por Artículo 2 Decreto 498 de 1994)

Artìculo 2.2.5.8.11.14 . *Entrega de bienes revertidos.* Sin perjuicio de lo establecido en el parágrafo del artículo duodécimo dela presente sección, si el concesionario no demostrare interés en la compra directa de los bienes revertidos éstos podrán ser entregados para su administración, previo convenio, a las entidades adscritas o vinculadas al Ministerio de Minas y Energía que tengan a su cargo el manejo de recursos naturales no renovables, o en su defecto a los municipios donde se encuentren ubicados dichos bienes.

(Decreto 137 de 1993, Art 14)
(Derogado por Artículo 2 Decreto 498 de 1994)

Artìculo 2.2.5.8.11.15 *Renuncia o declaración de caducidad del contrato*. Lo establecido en los artículos anteriores se aplicará en lo que fuere compatible, en caso de renuncia del concesionario formulada después de 20 años de explotación o cuando se declare la caducidad del contrato. En el mismo acto administrativo en que se acepte la renuncia o se declare la caducidad del contrato, se declarará la reversión de bienes y se ordenará la práctica de la visita de qué trata el artículo décimo dela presente sección.

(Decreto 137 de 1993, Art 15)

LIBRO 3.
DISPOSICIONES FINALES

DEROGATORIA Y VIGENCIA

Artículo 3.1.1. *Derogatoria Integral.* Este decreto regula íntegramente las materias contempladas en él. Por consiguiente, de conformidad con el art. 3° de la Ley 153 de 1887, quedan derogadas todas las disposiciones de naturaleza reglamentaria relativas al Sector de Minas y Energía que versan sobre las mismas materias, con excepción, exclusivamente, de los siguientes asuntos:

1) No quedan cobijados por la derogatoria anterior los decretos relativos a la creación y conformación de comisiones intersectoriales, comisiones interinstitucionales, consejos, comités, sistemas administrativos y demás asuntos relacionados con la estructura, configuración y conformación de las entidades y organismos del sector administrativo.

2) Tampoco quedan cobijados por la derogatoria anterior los decretos que desarrollan leyes marco.

3) También, seguirán aplicándose las normas que por mandato legal rigen para cada uno de los títulos mineros vigentes, que hayan sido expedidos con anterioridad a la Ley 685 de 2001.

4) Igualmente, quedan excluidas de esta derogatoria las normas de naturaleza reglamentaria de este sector administrativo que, a la fecha de expedición del presente decreto, se encuentren suspendidas por la Jurisdicción Contencioso Administrativa, las cuales serán compiladas en este decreto, en caso de recuperar su eficacia jurídica.

5) Así mismo quedan vigentes y en consecuencia se exceptúan de esta derogatoria, los decretos contentivos de Programas de Enajenación Accionaria expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, lo mismo que conservan su vigencia los decretos 222 de 1993 y 1335 de 1987 relacionados con normas técnicas de higiene y seguridad industrial en labores mineras a cielo abierto, y los preceptos referidos a la seguridad en las labores subterráneas.

Los actos administrativos expedidos con fundamento en las disposiciones compiladas en el presente decreto mantendrán su vigencia y ejecutoriedad bajo el entendido de que sus fundamentos jurídicos permanecen en el presente decreto compilatorio.

Artículo 3.1.2 ***Vigencia.*** El presente decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en Bogotá D.C., a los

26 MAY 2015

TOMAS GONZALEZ ESTRADA
Ministro de Minas y Energía